

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»
Отделение химической инженерии

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы	
Моделирование процесса обезвоживания нефти	
УДК 665.622.4-047.58	

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Сычева Анастасия Андреевна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ушева Наталья Викторовна	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.ЭК.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова Ольга Александровна	д.б.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ОП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
	Юрьев Егор Михайлович	К.Т.Н.		

Томск – 2018 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
P1	Применять базовые математические, естественнонаучные, социально-экономические и специальные знания в профессиональной деятельности
P2	Применять знания в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии для решения производственных задач
P3	Ставить и решать задачи производственного анализа, связанные с созданием и переработкой материалов с использованием моделирования объектов и процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
P4	Проектировать и использовать энерго- и ресурсосберегающее оборудование химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
P5	Проводить теоретические и экспериментальные исследования в области энерго- и ресурсосберегающих процессов химической технологии, нефтехимии и биотехнологии
P6	Осваивать и эксплуатировать современное высокотехнологичное оборудование, обеспечивать его высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда на производстве, выполнять требования по защите окружающей среды
P7	Демонстрировать знания социальных, этических и культурных аспектов профессиональной деятельности
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности.
P9	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем разрабатывать документацию, презентовать результаты профессиональной деятельности
P10	Эффективно работать индивидуально и в коллективе, демонстрировать ответственность за результаты работы и готовность следовать корпоративной культуре организации

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 18.03.02 «Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии»
Отделение химической инженерии

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ОП
_____Юрьев Е.М.____
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2K4A	Сычевой Анастасии Андреевне

Тема работы:

Моделирование процесса обезвоживания нефти	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	05.03.2018 № 1489/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	01.06. 2018г.
------------------------------------------	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объект исследования – процессы разделения водонефтяных эмульсий и отстаивание при промышленной подготовке нефти.

Сырье – водонефтяная эмульсия.

Математическая модель процесса отстаивания

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Обзор литературы: Теоретические основы разделения водонефтяных эмульсий Физико-химические свойства и дисперсный состав водонефтяных эмульсий. Оборудование для промышленной подготовки нефти.</p> <p>Сравнение различных методов расчета остаточной обводненности. Разработка математических моделей и корректировка математической модели процесса отстаивания с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии. Моделирование процесса отстаивания при промышленной подготовке нефти .Анализ полученных результатов, выводы и рекомендации.</p>
<p>Перечень графического материала</p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<p>Математическая модель -1лист; Результаты исследований-3листа; Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережени-1лист.</p>
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Рыжакина Т.Г.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Немцова О.А.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>12. 03.2018г.</p>
--------------------------------------------------------------------------------------------------------	----------------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Ушева Н.В.	К.х.н.		12.03.2018г.

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Сычева А.А.		12.03.2018г.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2К4А	Сычевой Анастасии Андреевне

Школа	ИШПР	Отделение	Химическая инженерия
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, нефтехимии и биотехнологии

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Работа с информацией, представленной в российских и иностранных научных публикациях, аналитических материалах, статических бюллетенях и изданиях, нормативно-правовых документах; анкетирование; опрос.
2. Нормы и нормативы использования ресурсов	
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Определение возможных альтернатив проведения научных исследований	Определение целей и ожиданий, требований проекта. Определение заинтересованных сторон и их ожиданий.
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИ
4. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет интегрального показателя эффективности: определение финансовой эффективности и ресурсоэффективности; сравнение эффективности разработки с аналогами.

Перечень графического материала:

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
5. Сравнительная эффективность разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Рыжакина Татьяна Гавриловна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Сычева Анастасия Андреевна		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2К4А	Сычевой Анастасии Андреевне

Инженерная школа	ИШПР	Отделение	Химическая инженерия
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Энерго- и ресурсосберегающие процессы в химической технологии, биотехнологии и нефтехимии

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Объект исследования – процесс обезвоживания при промысловой подготовки нефти.
Область применения – нефтеперерабатывающая промышленность;*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Производственная безопасность

1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;
- действие фактора на организм человека;
- приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);
- предлагаемые средства защиты;
- (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства).

1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности:

- механические опасности (источники, средства защиты);
- термические опасности (источники, средства защиты);
- электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);
- пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).

1.1 Нефть относится к 3 классу опасности;

Вредные факторы:

- Повышенный уровень шума;
- Недостаточность освещения рабочей зоны ГОСТ Р 55710-2013;
- Повышенная загазованность рабочей зоны..

1.2 Опасные факторы:

- Электрический ток;
- Избыточное давление;
- Опасность термических ожогов;
- пожара опасность ;
- Расположение рабочего места на высоте.

2. Экологическая безопасность:

Промышленный объект четвертого

<ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>класса – 100 м.</p> <p>Основными загрязнителями атмосферы на производстве являются:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Диоксид азота; • Углерод черный (сажа); • Оксид углерода; • Метан; • Бензапирен. <p>Для защиты гидросферы предусмотрено:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Обвалование площадок; • Дренажные емкости для сбора розливов нефтепродуктов; • Сточные воды проходят механическую очистку. <p>Защита литосферы осуществляется утилизацией отходов производства, установленным регламентом производства.</p>
<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Перечень возможных ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода – Протечки в запорно-регулирующей арматуре или в аппаратах; – Сбой системы электроснабжения; – Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде; – Унос нефти на УОГ; – Повышенная вибрация насоса; – Давление на приеме насоса ниже нормы. <p>При возникновении ЧС в первую очередь необходимо сообщить в пожарную охрану и скорую помощь.</p> <p>Прекращение подачи сырья; Отсечь аварийный участок; Переключить на резервную линию; Отцепить территорию лентой и</p>
<p>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ul style="list-style-type: none"> – сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов; – ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней; – повышение оплаты труда – не менее 4% тарифной ставки (оклада).

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова Ольга Александровна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2К4А	Сычева Анастасия Андреевна		

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 104 страницы, 11 рисунков, 33 таблицы, 38 источников.

Ключевые слова: промысловая подготовка, нефтяная эмульсия, скважинная продукция, отстойный аппарат, отстаивание, обезвоживание, моделирование, математическая модель.

Объектом исследования является процесс обезвоживания при промысловой подготовке нефти.

Цель работы – расчет остаточной обводнённости нефти с отличающимися физико-химическими свойствами при варьировании технологических параметров по различным методикам, в том числе, с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии.

В работе представлены математические модели, разработанные на основе нескольких методик, получены и обработаны данные по влиянию технологических параметров на процесс обезвоживания нефти при промысловой подготовке.

Расчеты с применением математической модели показали, что большое влияние на содержание воды на выходе нефти оказывает изменение таких параметров, как скорость потока, температура, физико-химические свойства сырья, содержание воды в нефти на входе в отстойник.

Для выполнения ВКР был использован текстовый редактор Microsoft Word, таблицы и графики выполнялись в Microsoft Excel, блок-схемы составлены в Microsoft Visio, презентация подготовлена с помощью Microsoft PowerPoint, программа расчета разработана в среде Pascal.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

УПН – установка подготовки нефти;

ЦППН – цех подготовки и перекачки нефти;

ТФС – трехфазный сепаратор;

ОГН – отстойник горизонтальный нефтяной;

РВС – резервуар вертикальный стальной;

ПП – печи подогрева.

БРХ – блок реагентного хозяйства

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	14
1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ	15
1.1 Назначение процессов промысловой подготовки нефти	15
1.2 Дисперсность водонефтяных эмульсий	17
1.3 Типы водонефтяных эмульсий	18
1.4 Характеристика подготовки нефти к переработке	21
1.5 Методы обезвоживания жидких углеводородов.....	21
1.6 Процесс отстаивания и оборудование	28
2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ	31
2.1 Объекты исследования	31
2.2 Методы исследований	31
3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЁННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ.....	33
3.1 Методики расчёта процесса отстаивания	33
3.2 Описание методики 1	33
3.3 Описание методики 2	34
3.4 Описание методики 3	37
3.5 Расчёты и результаты проведённого исследования по методике 1	40
3.6 Расчёты и результаты проведённого исследования по методике 2.....	41
3.7 Расчёты и результаты проведённого исследования по методике 3	42
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	49

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	49
4.1.1 Анализ конкурентных технических решений	50
4.1.2 SWOT-анализ.....	52
4.2 Планирование научно-исследовательских работ.....	55
4.2.1 Разработка графика проведения научного исследования	57
4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	61
4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ	61
4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ	62
4.3.3 Расчет заработной платы.....	63
4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	65
4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	66
4.3.6. Накладные расходы	67
4.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	67
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования .	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	72
5.1 Производственная безопасность.....	73
5.2 Анализ вредных факторов.....	75
5.2.1 Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны;	75
5.2.2 Недостаточное освещение	76

5.2.3 Повышенный уровень шума на производстве	76
5.3 Анализ опасных факторов 5.3.1 Электрический ток	77
5.3.2 Пожарная безопасность	78
5.3.3 Пожарно-профилактические мероприятия.....	79
5.3.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей	80
5.3.5 Расположение рабочего места на высоте	81
5.3.6 Сосуды, работающие под давлением.....	81
5.4 Экологическая безопасность.....	82
5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	85
5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	90
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	92
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	95
Приложение А.....	99
Приложение Б	102
Приложение В.....	103
Приложение Г	104

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время используются интенсивные методики разработки месторождений нефти поддержанием пластового давления и закачкой в пласты воды, что приводит к значительному повышению содержания водной фазы в добываемой продукции из скважин. Наличие в нефти воды с растворенными минеральными веществами является основной причиной образования водонефтяных эмульсий и, соответственно, увеличения затрат на подготовку, транспортировку и очистку. Описанные выше проблемы часто встречаются в нефтедобывающей промышленности и для их решения сконструировано и построено множество специального оборудования и сооружений, которые весьма сложны как по технологическим схемам, так и по составу технологического оборудования. Изменение содержания в нефти воды приводит к изменению физико-химических свойств, что, в свою очередь, приводит к необходимости модернизации технологических схем и корректировке технологических параметров процессов подготовки нефти.

Для решения таких задач широко применяется математическое моделирование, разрабатываются математические модели и моделирующие системы, что позволяет производить оценку эффективности проведения процесса обезвоживания при изменяющихся свойствах и составах исходного сырья, а также производить оперативный поиск оптимальных технологических параметров проведения процесса.

Таким образом, в настоящее время проблема подготовки нефти на промыслах приобретает все большую остроту и актуальность.

Целью данной работы является расчет остаточной обводнённости нефти с отличающимися физико-химическими свойствами, при варьировании технологических параметров по различным методикам, в том числе с учетом дисперсного состава водонефтяной эмульсии.

1 ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

1.1 Назначение процессов промысловой подготовки нефти

В современном производстве проблема подготовки нефти на промыслах является важной технологической задачей. При разработке и эксплуатации нефтяных месторождений происходит изменение состава и расхода пластовой смеси, возрастает содержание воды в нефти, что требует корректировки технологических режимов для обеспечения эффективности проведения процессов обезвоживания и обессоливания. [1, 2, 3].

Добыча, сбор, подготовка и транспорт товарной нефти являются основными технологическими процессами на промыслах. От того, как подготовлена нефть в районах её добычи, будет зависеть насколько эффективно и надёжно работает магистральный трубопроводный транспорт. Перекачивание с нефтью 1-2% эмульгированных глобул воды и механических примесей, приводит к резкому снижению качества добываемого нефтяного сырья, что повышает себестоимость нефтепродуктов, а также интенсифицирует коррозионный износ насосного оборудования, уменьшая пропускную способность трубопроводов и повышая опасность их порывов [4].

Существует большое количество работ, по исследованию механизмов разрушения водонефтяных эмульсий и подбор эффективных способов расслоения эмульсий. Высокий расход тепла, электроэнергии и реагентов деэмульгаторов приносят производству немалые издержки и существенно увеличивают себестоимость нефти. При эффективном разрушении образующихся при производстве, водонефтяных эмульсий, свойства нефти и нефтепродуктов становятся лучше, значительно повышается срок службы нефтеперерабатывающих установок.

Стандартная технологическая схема комплексов сбора и подготовки нефти, газа и воды нефтедобывающих районов показана на рисунке 1.

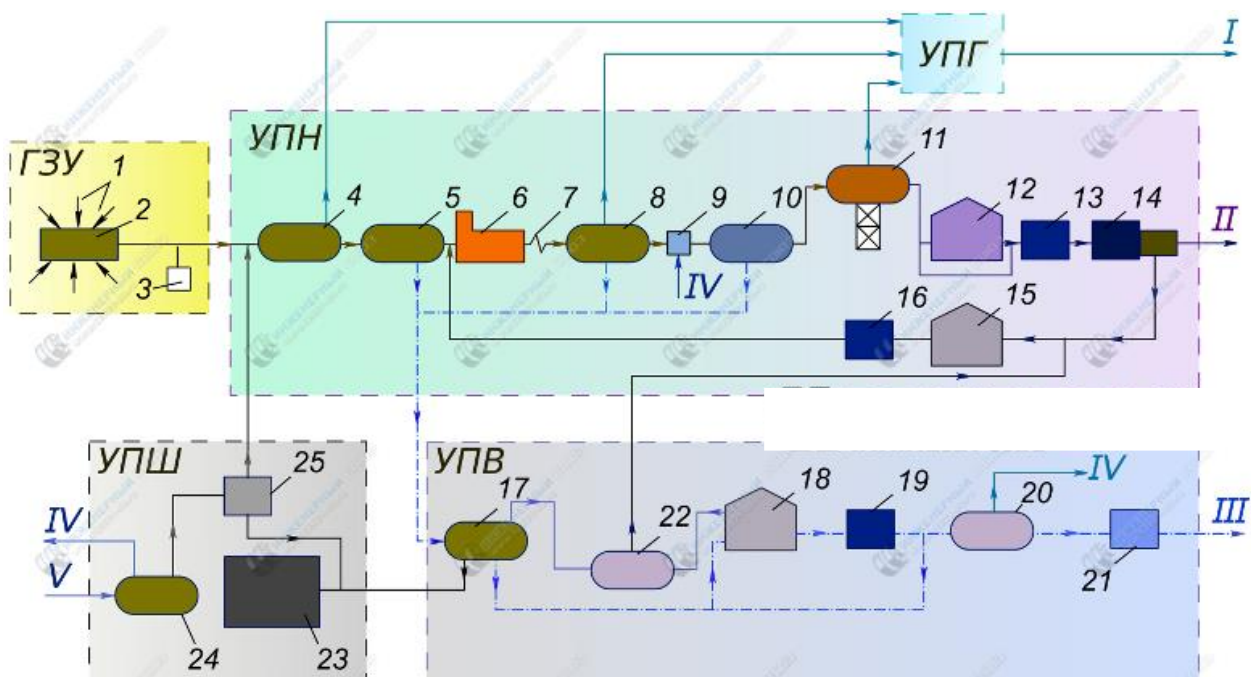


Рисунок 1– Схема подготовки нефти на промысле.

1 — скважина; 2 — автоматизированная групповая замерная установка; 3 — блок подачи деэмульгатора; 4 — сепаратор I ступени; 5 — отстойник предварительного сброса воды; 6 — печь для нагрева эмульсии; 7 — каплеобразователь; 8 — отстойник глубокого обезвоживания и II ступени сепарации; 9 — смеситель для ввода пресной воды; 10 — электродегидратор для обессоливания; 11 — сепаратор III (горячей) ступени сепарации; 12 — резервуар товарной нефти; 13, 16, 19 — насос; 14 — автомат по измерению количества и контролю качества товарной нефти; 15 — резервуар некондиционной нефти; 17 — блок очистки воды; 18 — резервуар очищенной воды; 20 — блок дегазатора воды с насосом; 21 — узел замера расхода воды; 22 — блок приёма и откачки уловленной нефти; 23 — шламонакопитель; 24 — блок приёма и откачки стоков; 25 — мультигидроциклон для отделения от сточной (дождевой) воды механических примесей;

I — товарный нефтяной газ; II — товарная нефть; III — очищенная на КНС; IV — пресная вода; V — промышленные ливневые стоки; VI — газ на свечу.

В схеме можно выделить пять узлов-установок:

- 1) замера продукции скважин (АГЗУ),
- 2) подготовки газа (УПГ),
- 3) подготовки нефти (УПН),
- 4) подготовки воды (УПВ),
- 5) подготовки механических примесей (шлама) (УПШ). [5]

1.2 Дисперсность водонефтяных эмульсий

Дисперсные системы с жидкой дисперсионной средой и жидкой (реже газовой) дисперсной фазой называются эмульсиями. Достаточно важной характеристикой эмульсий считается их дисперсность или функция распределения капель по размерам. В высококонцентрированных эмульсиях средний размер капель как правило имеет размеры от нескольких мкм до десятков мкм, тогда как разбавленные эмульсии имеют капли в несколько раз меньше. Процесс образования эмульсий называется эмульгированием, данный процесс может происходить при конденсационном выделении новой внутренней фазы, так и в результате диспергирования одной жидкой фазы в другой.

В водонефтяной смеси обычно различают две фазы —внешнюю и внутреннюю. В жидкости - внешней фазе располагаются мелкие капельки другой жидкости, эту фазу принято называть дисперсионной, внешней или сплошной средой. Жидкость-внутренняя фаза, представляет собой маленькие капли в сплошной среде, и называется дисперсной, разобшённой или внутренней фазой.

Дисперсность водонефтяных эмульсий выражают через удельную межфазную поверхность, что приходится на единицу объема разобшённой фазы [6].

В зависимости от физических и химических свойств основных составляющих эмульсий (вода и нефть), а также условий, при которых

образуются эмульсии, размеры капель могут быть разными и находиться в пределах от 10^{-1} мкм до нескольких десятков мм. Существуют системы, в которых капли имеют одинаковый диаметр, их называют монодисперсными, а системы, в которых капли имеют разные диаметры, — полидисперсными. Водонефтяные эмульсии это полидисперсные системы, потому что в них находятся частицы разных размеров. Критические размеры капель, находящиеся в потоке при данном гидродинамическом режиме, зависят от скорости совместного движения воды и нефти, величины поверхностного натяжения на границе раздела фаз и масштаба пульсации потока. При разделении водонефтяных эмульсий с помощью процесса отстаивания на промысле, прежде всего, оседают крупные частицы воды с диаметром более 50 мкм. После такой подготовки как правило получают нефтяные системы с размерами частиц воды от 10^{-1} до 2 мкм.

1.3 Типы водонефтяных эмульсий

Подъем пластовых жидкостей в скважинах сопровождается одновременным их смешением и диспергированием в насосном оборудовании. Быстрое перемешивание сырья в рабочих частях насосных установок, и последующая адсорбция природных эмульгаторов на межфазной поверхности является причиной того, что на устье обводненных скважин образуются агрегативно стабильные высокодисперсные эмульсии обратного типа [6].

Если вода находится в нефти, эмульсии называются эмульсиями обратного типа, такие эмульсионные системы могут быть разбавленными и высококонцентрированными, где учитываются разные факторы их стабилизации. В таких эмульсиях количество воды в нефти колеблется в широком диапазоне. Свойства эмульсий обратного типа сильно влияют на технологические процессы добычи нефти, выбор технического оборудования и технологии разрушения эмульсии.

Если нефть находится в воде, такие эмульсии называются эмульсии прямого типа, их образование происходит при разрушении эмульсий обратного типа, значит при деэмульгировании нефти, а также на нефтяных месторождениях с большим содержанием воды и с низкой минерализацией пластовых вод и нефтей. Такие эмульсии имеют низкие значения вязкости и их системы не устойчивы [4,6].

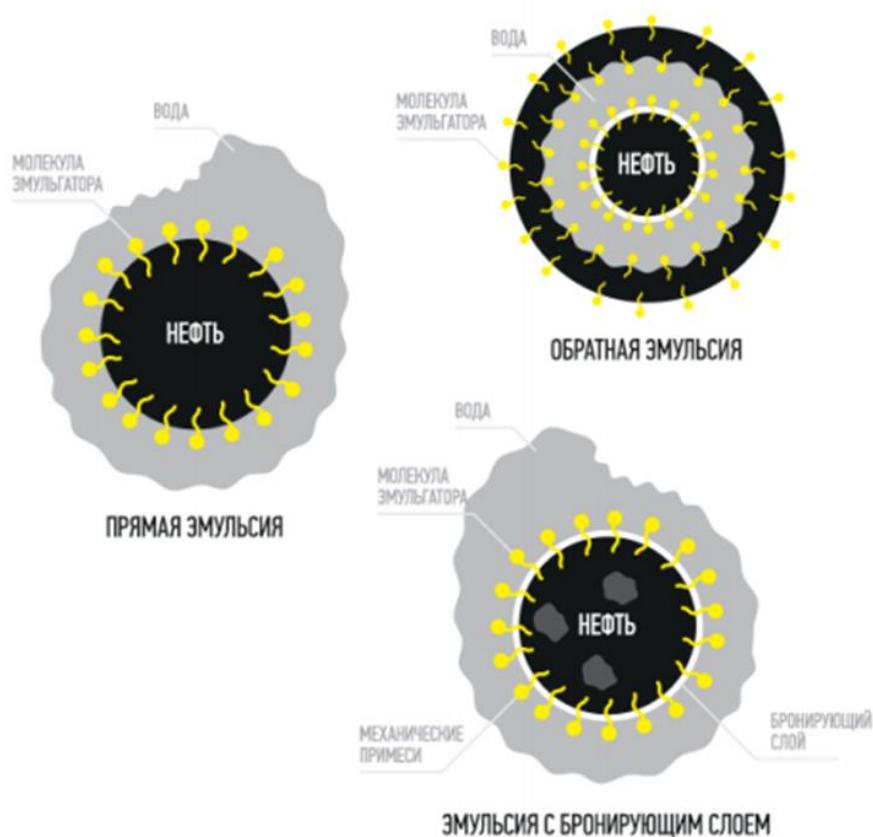


Рисунок 2 – Типы эмульсий.

Тип эмульсии зависит от свойств ее сплошной среды. Эмульсии прямого типа (вода - внешняя фаза) хорошо смешиваются с водой в любых соотношениях и имеют высокую электропроводность. Эмульсии обратного типа смешиваются только с углеводородной жидкостью, и имеют невысокую электропроводность.

В основе процесса предварительной подготовки эмульсий любого типа к разрушению является их дестабилизация. В зависимости от типа

эмульсий и ее устойчивости применяются те или иные способы расслоения водонефтяных эмульсий.

В результате длительного эксплуатирования нефтяных месторождений обводненность нефти, поступающей на стадию подготовки, значительно увеличивается. Кроме того, повышенное содержание в нефти солей металлов, механических примесей (частицы глины, песка, металлов и известняка), асфальтенов и смол, являющихся природными эмульгаторами, наряду с высокой обводненностью приводит к образованию особо стойких эмульсий, которые трудно поддаются разделению. [1].

Обводнение нефтяных месторождений затрудняет технологию механизированной добычи, сбора и подготовки товарной нефти.

При добыче, нефть трижды смешивается с водой, образуя эмульсии:

- при фильтрации обводненной нефти через пористые структуры нефтеносных слоев;
- при выходе с большой скоростью из скважины вместе с сопутствующей ей пластовой водой;
- в процессе обессоливания, т.е. промывки пресной водой для удаления солей.

Эти трудности связаны с формированием в стволе скважин водонефтяных смесей, которые достаточно вязкие и стойкие к разрушению. Высокий расход электроэнергии, тепла и реагентов деэмульгаторов, дорогостоящие деэмульсационные установки являются причиной больших издержек производства и значительного увеличения себестоимости нефти[3,6].

Для введения новых идей и решений по разрушению стойких водонефтяных эмульсий необходимо разработать научно-обоснованный подход, основанный на огромном знании механизмов формирования и разрушения эмульсий, позволяющего предсказать состояние эмульсий при их добыче и транспортировке [6].

1.4 Характеристика подготовки нефти к переработке

В основе технологии обезвоживания нефти лежит процесс расслоения водонефтяных систем, то есть в преобразовании их из агрегативно-стабильного мелкодисперсного состояния в кинетически нестабильные, крупнодисперсные, легко-расслаивающиеся системы. Существует условная классификация способов разрушения водонефтяных эмульсий на:

- механические (фильтрация, центрифугирование, обработка акустическими и ультразвуковыми колебаниями и др.);
- термические (подогрев с отстаиванием, промывка горячей водой);
- электрические (обработка в электромагнитных полях);
- химические (обработка реагентами-деэмульгаторами).

Различают трубную и пенную деэмульсацию; термомеханическую, заключающуюся в интенсивном перемешивании нагретой эмульсии (без деэмульгатора) для разрушения бронирующих оболочек на каплях воды; метод обращения фаз и др. В основу подобной классификации способов деэмульсации нефтей положена та или иная особенность соответствующего метода, основанная на определенной стадии процесса деэмульгирования, поэтому при таком подходе все способы на практике получают комбинированными, их невозможно сравнивать и сопоставлять друг с другом.

Выделяют три основные стадии процесса разрушения водонефтяных эмульсий:

- разрушение бронирующих оболочек,
- укрупнение капель,
- разделение фаз. [3]

1.5 Методы обезвоживания жидких углеводородов

Эмульсии жидких углеводородов с водой, это дисперсные системы, обладающие большой удельной межфазной поверхностью, имеющие

положительную свободную поверхностную энергию и по законам термодинамики многофазных сред должны быть нестабильны, то есть разрушаться на углеводородную фазу и воду. Но на самом деле такие эмульсии, в частности, нефтяные, формирующиеся при добыче, транспортировке и переработке нефти, обычно, достаточно сложно поддаются разрушению. Причиной стабильности эмульсий нефти с водой является формирование на поверхности капель защитных оболочек из природных эмульгаторов, находящихся в нефти. Данные слои, имеют высокие значения вязкости и прочности, и не дают сливаться соприкасающимся каплям эмульгированной воды. Идентично происходит и с эмульсиями типа нефтегазоконденсатная смесь – вода. Чтобы убрать воду из жидких углеводородных систем, используются разные методы, основу которых составляют химические, физико-химические и физико-механические процессы. Это говорит о том, что все методы обезвоживания водно-углеводородных систем делятся на химические, физико-химические и физико-механические.

Необходимо учитывать несколько этапов рассматриваемого процесса:

- каплеобразование (распределение водонефтяной эмульсии в воде). В слой воды производится ввод водонефтяной эмульсии;
- обнаружение на поверхности больших капель эмульсии в водной фазе; переход капель нефти через межфазную границу раздела;
- прохождение струек нефти через промежуточный слой эмульсии, т.е. над межфазной границей нефти и воды существует промежуточный слой ;
- протекание через кипящий слой, который состоит из взвешенных глобул воды, выше промежуточного слоя. [7].

Чтобы удалить растворенную воду, часто используют химические методы. Основой такого обезвоживания являются химические реакции, которые протекают между находящейся в углеводородах водой и добавляемым в них химическим реагентом, который,

реагирует с водой, взаимодействуя с кислородом воды, в результате образуя соединение, которое не растворяется в углеводородной фазе.

Помимо этого, ещё один продукт реакции – газообразный H_2 – выделяется в гидриды и карбиды металлов. Выделение в ходе реакции побочных продуктов, таких как H_2 , ацетилен и др. это существенный недостаток химических методов обезвоживания жидких углеводородов. Данный метод не часто применяется, так как является пожаро- и взрывоопасным. Для применения этих методов необходим постоянным расход реагентов и рекуперация продуктов реакций. Поэтому они малопригодны при необходимости очистки от водной фазы больших объемов углеводородов.

Физико-химические методы удаления воды основаны на способности некоторых веществ, которые являются адсорбентами, связывать воду, находящуюся в углеводородной фазе в эмульгированном и растворенном состоянии. [8]. Чтобы удалить воду из нефтепродуктов адсорбентом, обычно используются твердые высокопористые материалы, природного или искусственного происхождения. Природными адсорбентами являются бокситы и природные цеолиты, а к адсорбентам искусственного происхождения относятся силикагель, алюмогель, синтетические цеолиты. На практике, как правило, применяют адсорбенты, созданные искусственным путём. Силикагель, полученный обезвоживанием геля кремниевой кислоты при обработке силиката натрия минеральными кислотами или кислыми растворами их солей, при использовании дал хорошие результаты. Гранулы силикагеля имеют размеры в пределах от 0,2 до 7,0 мм. Удельная поверхность пор составляет от 400 до 800 м²/м³, при этом 1 кг силикагеля может поглощать до 0,8 кг воды. Высокоэффективны также цеолиты, особенно, если вода находится в нефтепродукте в мелкодисперсном состоянии. Такие алюмосиликаты имеют пористую водную структуру катионов щелочных и щелочноземельных металлов. Цеолиты могут быть

получены как природным, так и искусственным путём. Цеолиты искусственного происхождения называют молекулярными ситами ввиду высокой степени регулярности и небольшого размера пор. Также существует применение в качестве адсорбентов воды глинозёмов, которые отличаются высокой сорбционной способностью. По мере насыщения водой поглощающая способность адсорбентов уменьшается и необходима их замена или регенерация. Чтобы восстановить свойства адсорбентов, применяется осушка в токе горячего воздуха, высокотемпературный нагрев или промывка растворителем, или применение нескольких методов сразу. Чтобы осуществить процесс десорбции перед повторным использованием адсорбента необходимо наличие специального оборудования, а сложность самого процесса и его аппаратное оформление, объёмы трудовых и энергетических затрат сравнимо с основными процессами переработки сырья. Поэтому данные методы не имеют широкого применения в процессах удаления влаги из углеводородного сырья. Промышленное применение нашло обезвоживание абсорбцией жидкими гликолями, например, 80%-ым раствором триэтиленгликоля. Впрыск абсорбента производится на входе в сырьевые холодильники. При этом сам процесс осушки осуществляется в газовой фазе с дальнейшим сепарированием адсорбата [9].

Данный метод имеет такие недостатки, как сложность аппаратуры и потребность в значительных количествах абсорбента. Все химические и приведенные выше физико-химические способы обезвоживания углеводородов предназначены для глубокого обезвоживания даже из растворенного состояния. В практической деятельности в большинстве случаев удаляется только диспергированная или, так называемая, свободная вода. Эта проблема решается физико-химическими и физико-механическими методами. Таким образом наиболее часто разделяются эмульсии типа нефть-вода и вода-нефть, на их примере рассмотрим эти методы более подробно. Наиболее широкое применение имеет способ обезвоживания нефти деэмульгаторами. Механизм действия

деэмульгаторов основан на физико-химических свойствах и по сути, сводится к снижению устойчивости пленок, разъединяющих мелкие капли воды от окружающей их углеводородной среды. По своей природе и механизму действия на нефтяные эмульсии эти вещества могут быть подразделены на несколько основных подгрупп, приводимых ниже. К первой группе относятся электролиты. При разрушении некоторых эмульсий используют различные кислоты, щелочи и соли. Из кислот наиболее эффективны серная, соляная, а также уксусная и нафтеновые кислоты; из щелочей – едкий натр; из солей – поваренная соль, сода двууглекислая, хлористый кальций, железный купорос, хлорное железо, хлористый и серноокислый алюминий, азотнокислое железо и другие химические соединения. Механизм действия приведенных веществ на водонефтяные эмульсии довольно разнообразен. Некоторые, при высоких концентрациях, вызывают коагуляцию веществ, из которых состоит пограничная между водой и нефтью «защитная пленка» и, таким образом, разрушают эмульсию. Другие, притягивая воду соединяются с нею, чем нарушают устойчивость эмульсии и разрушают ее. Третьи взаимодействуют с некоторыми солями, что входят в состав эмульсии, и образуют с ними нерастворимые осадки. Ко второй группе относятся неэлектролиты. Веществами, разрушающими нефтяные эмульсии, являются органические соединения различного строения и состава, такие как, ацетон, бензол, сероуглерод, четыреххлористый углерод, спирты, фенол, эфир и многие другие. Существует несколько механизмов разрушения эмульсий неэлектролитами в зависимости от их особенностей. Одни из них, хорошие растворители для соединений, образующих «защитную пленку» эмульсии (смолы, нафтеновые мыла и т.п.), могут растворять эти соединения, следствием чего и является разрушение эмульсии. Другие, при смешении с нефтью, снижают ее вязкость и таким образом способствуют ее отстаиванию. Действие некоторых из подобного рода веществ очень эффективно. Так, например, добавкой 0,1 - 0,33 % технического фенола получалось разрушить нефтяную эмульсию, которая

сохранялась при нагревании даже под давлением; при 100 °С та же эмульсия разбивалась уже от прибавления всего лишь 0,01 % фенола [9].

Следующей группой являются коллоидные вещества. Это многочисленные и разнообразные коллоиды: мелко раздробленные кремнезем и глины, натриевые соли высокомолекулярных кислот, жирных, смоляных и сульфокислот, некоторые смеси из подобного рода веществ. Самыми распространёнными для разделения водонефтяных систем являются деэмульгаторы, под их действием происходит разрушение защитных или бронирующих слоев на каплях эмульгированной воды. Химическое строение деэмульгатора как поверхностно-активного вещества (ПАВ), одна часть молекулы которого имеет сродство к углеводородам (гидрофобная), а другая к воде (гидрофильная) является причиной такой активности. На поверхности раздела фаз нефть – вода полярная часть молекулы ПАВ, имеющая гидрофильные свойства, находится со стороны воды, а неполярная (гидрофобная) – со стороны углеводородной фазы. К физико-механическим методам можно отнести методы разрушения эмульсий в силовых полях: в центробежном поле – разделение в центрифугах-сепараторах и гидроциклонах, в электрическом поле – электрокоагуляция, в гравитационном поле – отстаивание. Электрокоагуляционные методы разделения водо-углеводородных эмульсий основываются на явлении электрической поляризации микрокапель воды. Известно, что молекулы воды обладают дипольностью, но капли воды не однополюсны, так как хаотичное расположение молекул воды в капле исключает самопроизвольное проявление дипольных явлений в капле воды [10]. Микрокапли воды в водо-углеводородных эмульсиях также не проявляют свойств дипольности. Происходят резкие изменения при наложении на эмульсию внешнего электрического поля, когда молекулы воды в каплях становятся строго ориентированы и капли превращаются в диполи. Одинаковая напряженность электрического поля во всех его точках, а также равенство отрицательного и положительного зарядов капли причина того, что она только растягивается.

Это происходит до тех пор, пока силы поверхностного натяжения, которые стремятся придать капле сферическую форму, не станут равными электростатическим силам внутреннего давления, стремящимися разорвать каплю. Капля воды в водо-углеводородной эмульсии не только поляризуется, но и получает электрический заряд по известному правилу Кена, согласно которому, тела с большей диэлектрической проницаемостью должны заряжаться положительно, а с меньшей – отрицательно, так как первые обычно являются донорами, а вторые – акцепторами электронов. Хотя правило Кена распространяется не на все эмульсии, водо-углеводородные эмульсии подтверждают это правило. Чтобы разделить такие эмульсии, используются электрические поля как постоянного, так и переменного электрического тока. Наибольшее применение в нефтяной промышленности для эффективного разрушения водонефтяных эмульсий нашли электродегидраторы, в которых разделение эмульсий происходит под действием переменного тока. Электрическое поле бывает однородным или неоднородным. В неоднородном поле появляется дополнительное движение частиц воды, приводящее к увеличению вероятности их сближения и слияния. Чтобы создать неоднородное поле применяют, в частности, электроды специальной формы, которые изменяют напряженность электрического поля между электродами. Так как оборудование для электрообезвоживания водо-углеводородных смесей является достаточно сложным и обладает большими размерами, а также учитывая повышенную пожароопасность, применение таких методов на многих нефтеперерабатывающих установках не всегда возможно. Довольно широко применяются методы выделения свободной воды из углеводородной фазы с использованием центробежных сил. При создании центробежного поля при обезвоживании нефтепродуктов и других углеводородных смесей используются неподвижные аппараты, с вращающимся потоком жидкости (гидроциклоны), и подвижные, в которых смесь движется за счет вращения ротора аппарата (центробежные сепараторы или центрифуги). В

гидроциклонах центробежная сила появляется при закручивании потока, который входит в неподвижный корпус цилиндрической или конической формы. Недостатками гидроциклонов являются значительный абразивный износ рабочих поверхностей находящихся в разделяемой смеси твердыми включениями. Поэтому необходимо футеровать части рабочей поверхности гидроциклона износоустойчивыми материалами [8]. Применение гидроциклонов для обезвоживания углеводородного сырья пока не получило широкого распространения, так как эффективность выделения воды в них значительно ниже, чем в центрифугах. Однако, существует положительный опыт использования гидроциклонов для удаления воды из топлив и масел. Эффективность процесса в гидроциклоне зависит от того, в каком режиме работает аппарат.

1.6 Процесс отстаивания и оборудование

По условной классификации способов деэмульгирования нефтей процесс отстаивания является механическим. Происходит он под действием гравитационных сил.

Академик А.Н. Колмагоров теоретически доказал, что при механическом диспергировании возникает логнормальное распределение капель по размерам (рис. 3) [11].

С помощью данного распределения можно выяснить капли какого размера не смогут осесть за время пребывания в аппарате и будут содержаться в нефти на выходе из него.

Основываясь на литературные данные [12, 13, 14], распределение капель воды по размерам при разделении водонефтяных эмульсий в большинстве случаев соответствует логнормальному распределению.

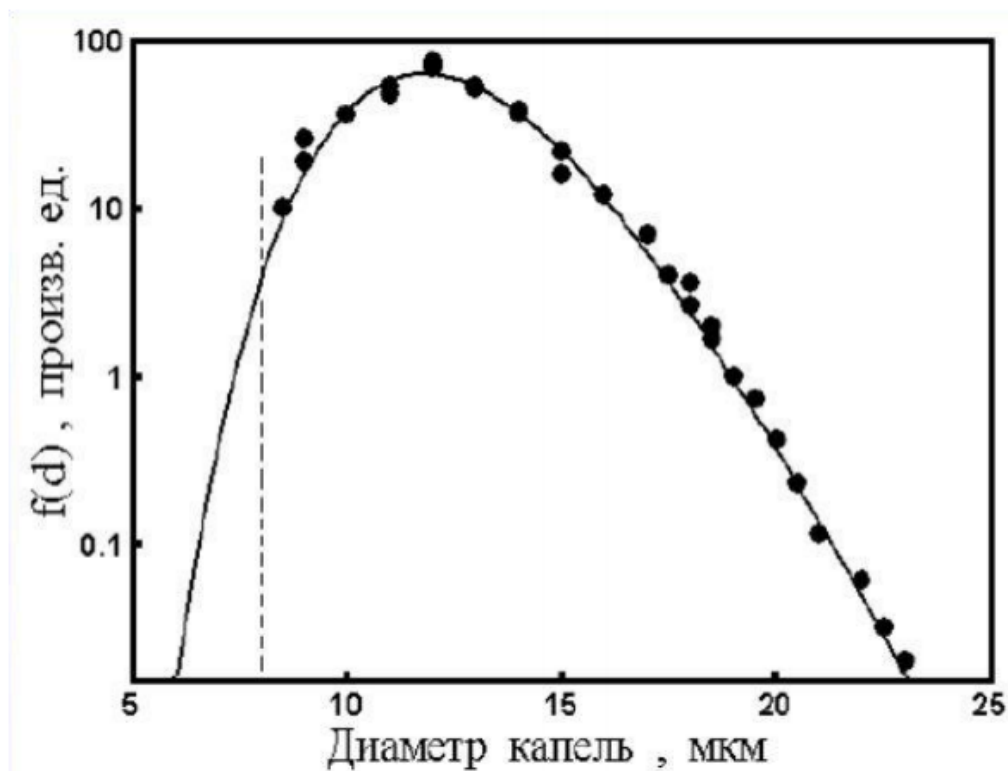


Рисунок 3 – Логнормальное распределение капель по размерам

Для отстоя нефтяных эмульсий после нагрева их в блочных или стационарных печах применяются отстойники нефти.

Как правило, расчет отстойников проводят при условии выделения частиц определенного размера. При этом считается, что частицы расчетного размера и более крупные будут выделены из воды полностью.

Пропускная способность отстойников пропорциональна площади осаждения, и поэтому эффективность обезвоживания в динамических отстойниках достигается увеличением габаритных размеров в горизонтальной плоскости, что связано с определенными конструктивными и эксплуатационными сложностями. Поэтому применяются тонкослойные отстойники с горизонтальными или наклонными перегородками, многоярусные, тарельчатые и т.п.[9].

Наиболее широкое применение при промысловой подготовке нефти получили горизонтальные отстойные аппараты, представляющие собой

горизонтальную стальную цилиндрическую ёмкость диаметром 3.4 м, с эллиптическими днищами. [15].

Технические характеристики некоторых отстойных аппаратов [16] приведены в приложении А.

2 ОБЪЕКТЫ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Объекты исследования

Объектом данного исследования является процесс обезвоживания при промышленной подготовке нефти. Исследования проведены на примере нефтей месторождений Западной и Восточной Сибири с характеристиками, приведёнными в табл. 1.

Таблица 1-Характеристики нефти

Характеристика	Нефть Западной Сибири (Нефть 1)	Нефть Восточной Сибири (Нефть 2)
Плотность, кг/м ³	836	860
Вязкость, мПа*с	5.00	5.95

От месторождения к месторождению характеристики и состав нефти могут различаться очень значительно. Ее плотность колеблется от 770 до 1100 кг/м³. Чаще всего встречаются нефти с плотностью 820–920 кг/м³ [17]

Поэтому для данного исследования были взяты выборочные значения, приведённые в таблице 1[18, 19].

В продукцию скважины на групповом сборном пункте подают ПАВ и затем её перекачивают насосом откачки до дожимной насосной станции. Промысловый трубопровод от группового сборного пункта до ДНС можно рассматривать как своеобразный капеобразователь-укрупнитель.

На обезвоживание в отстойный аппарат подаётся частично подготовленная нефть, поэтому начальная обводнённость эмульсии обычно не превышает 30% [20].

2.2 Методы исследований

В настоящее время при проектировании, исследовании и анализе действующих производств эффективно используются компьютерные моделирующие системы. Существует достаточно большое количество МС,

таких как PIPESIM 2000, HYSYS, PRO2 и других, используемых в практике проектных и научных работ. При всех своих достоинствах данные моделирующие программы не позволяют рассчитывать процессы обезвоживания и обессоливания при промысловой подготовке нефти и являются дорогостоящими программными продуктами. Поэтому проблема создания специализированной моделирующей системы, пригодной для массовых инженерных расчетов установок промысловой подготовки нефти месторождений Западной и Восточной Сибири не теряет своей актуальности[3].

В данной работе при проведении исследований применялся метод математического моделирования, на основе моделей разработанных по различным методикам [20, 21], сделаны выводы о применимости данных моделей для расчета процесса обезвоживания на примере рассмотренных нефтей и отстойной аппаратуры определённой конструкции.

3 РАСЧЕТЫ И АНАЛИТИКА. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЁННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

3.1 Методики расчёта процесса отстаивания

В данной работе на основании анализа литературных данных [12,13,20,21] для проведения исследований были выбраны три методики расчета остаточной обводнённости нефти.

3.2 Описание методики 1

Первой рассматриваемой методикой является математическое описание разделения водонефтяной эмульсии в аппарате флорентина [21]. В данной научной работе поднимается вопрос технологического разделения водонефтяных эмульсий путем отстаивания в аппарате флорентина. Предлагаются описание технологического процесса и расчет динамической модели для разделения водонефтяных эмульсий во флорентине.

Все необходимые данные для расчёта приведены в таблице 2.

В данной методике конечная обводнённость зависит от соотношения скорости осаждения частиц к скорости осаждения частиц по закону Стокса (ур. 1):

$$B = 1 - \sqrt[4.7]{\frac{w_i}{w_0}} \quad (1)$$

$\frac{w_i}{w_0}$ - отношение скорости осаждения частиц к скорости осаждения частиц по закону Стокса;

B- конечная обводнённость, доли масс.

$$w_i = \frac{H-h}{T} \quad (2)$$

где

H – высота отстойника;

h – высота слоя водяной подушки;

T – время отстаивания эмульсии.

$$w_0 = \frac{d^2 \cdot (\rho_v - \rho_n) \cdot g}{18 \cdot \mu} \quad (3)$$

ρ_v – плотность воды при температуре отстаивания;

ρ_n – плотность нефти при температуре отстаивания;

μ – динамическая вязкость нефти;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

d – диаметр улавливаемых частиц, м.

3.3 Описание методики 2

Следующей рассматриваемой методикой является методика Лутошкина Г.С. по уравнению Тронова В.П. [12,20]. Для её описания составлена блок-схема (рис.4), на основании которой разработана программа расчета на алгоритмическом языке Pascal.

Время задержки эмульсии в ёмкости определяют длиной зоны и скоростью ее движения в емкости

$$t_{\text{зад}} = \frac{l S_n}{Q_{\text{ж}}} \quad (4)$$

l – Длина зоны отстоя, м

S_n — площадь поперечного сечения в емкости, занятая нефтью, м²

$Q_{\text{ж}}$ — нагрузка на емкость по жидкости, м³/с.

$$S_n = 2,349 \cdot R^2 \quad (5)$$

R – радиус аппарата, м.

Очевидно, что время оседания капель воды в буферной емкости $t_{\text{ос}}$ равно времени задержки эмульсии $t_{\text{зад}}$ в ней, т.е. $t_{\text{ос}} = t_{\text{зад}}$. С другой стороны, время оседания капель воды в эмульсии в емкости равно:

$$t_{\text{ос}} = \frac{2R - h}{w_{\text{оди}}}, \quad (6)$$

где

h - высота слоя воды в емкости, м

w_{0di} – скорость стесненного оседания капли эмульсии размером d_i , м/с.

$$w_{0di} = 2R - \frac{h}{t_{oc}} \quad (7)$$

Из литературного источника [13], d_i можно выразить через d_{max} :

$$d_i^2 = d_{max}^2 \left[1 - \frac{(B-B_i)^2}{B^2(1-B_i)^2} \right] \quad (8)$$

B - начальная обводнённость, %;

B_i - конечная обводнённость, %.

Основываясь на информации, изложенной в п. 2.1 выбираем значения d_{max} в диапазоне 300-450 мкм.

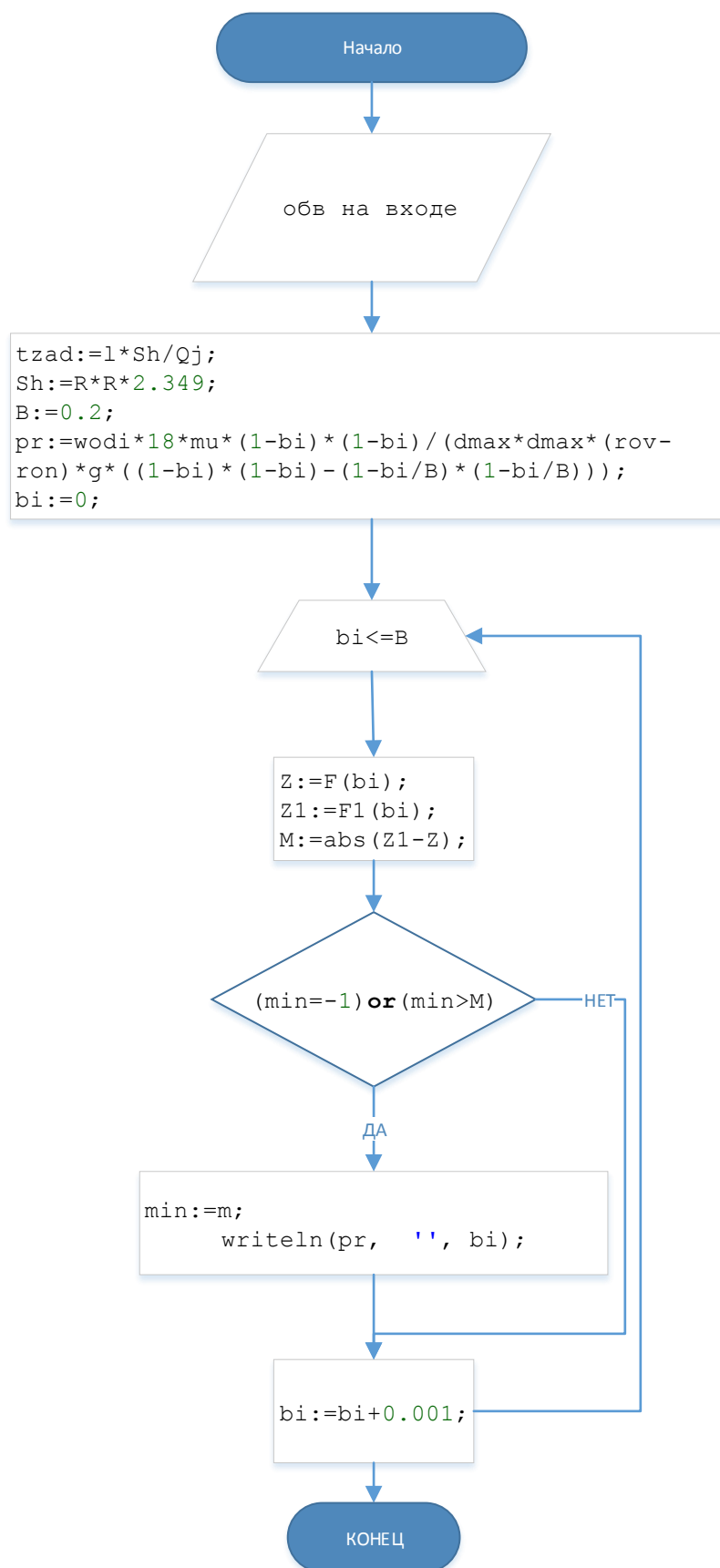


Рисунок 4-Блок-схема методики 2

3.4 Описание методики 3

На основе разработанных на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики математических моделей процессов подготовки нефти была создана моделирующая система технологии подготовки нефти на промысле, которая учитывает взаимодействие всех входящих в неё элементарных процессов (рис. 2).



Рисунок 5 - Структура МС процессов промышленной подготовки нефти.

Основными модулями технологической схемы подготовки нефти являются процессы сепарации, образования капель, обезвоживания, обессоливания. Для проведения процессов промышленной подготовки нефти применяются следующие аппараты: сепараторы (трехфазные сепараторы); концевые сепараторы; каплеобразователи; отстойники. Для моделирования каждого из процессов и аппаратов использовались математические модели, объединенные в единую расчетную моделирующую систему [3].

При протекании процесса отстаивания дисперсный состав эмульсии имеет сложную структуру, это значит, что она представляется каплями различных размеров, поэтому мы считаем, чтобы методика была универсальной, нужно рассчитывать и учитывать распределение капель по

размерам, а также количество капель, что не смогут осесть в данных условиях. Концентрация не осевших капель зависит от большого числа параметров. Остаточная обводненность эмульсии, достигаемая в аппарате представляет собой в первую очередь функцию времени удерживания. Свойства эмульсии и конструктивные особенности оборудования являются лишь параметрами такой функциональной зависимости.

Разрабатывая математическую модель, блок-схема которой приведена в приложении Б, за основу была принята методика вычисления остаточной обводнённости, изложенная в работах Лутошкина Г.С., Дунюшкина И.И.[20].

В этой методике показано, что распределение капель по размерам может подчиняться различным видам статистических распределений таких как нормальное и логнормальное. Уравнения с использованием логнормального и нормального распределений имеют следующий вид:

Нормальное:

$$C_i = \frac{1}{\delta\sqrt{2\pi}} e^{-(D_i - D_{cp})^2 / 2\delta^2} \quad (9)$$

δ -параметр распределения;

D_{cp} -средний диаметр капли;

D_i —диаметр капель i -размера;

C_i —концентрация капель i -размера.

Логнормальное:

$$C_i = \frac{1}{\delta D_i \sqrt{2\pi}} e^{\ln^2(D_i - D_{cp})^2 / 2\delta^2} \quad (10)$$

Опираясь на данные приведенные в литературном обзоре (п. 1.6) для дальнейших расчётов будем применять логнормальное распределение.

Для составления математической модели необходимо учесть скорость стеснённого осаждения капли, которая рассчитывается с учётом диаметра отстойного аппарата, высоты водяной подушки и времени осаждения. Время осаждения рассчитывается исходя из конструкционных данных аппарата (длина, площадь поперечного сечения, занятая нефтью, нагрузка на

отстойник). Капли могут формироваться в различных потоках (турбулентный, ламинарный), а на размер формирующихся капель влияют скорость потока, поверхностное натяжение на границе раздела фаз нефть–вода, режима движения потока. [20].

Расчет максимального диаметра капли, устойчивой к дроблению в данных гидродинамических условиях проводится по следующему соотношению [12,13]:

$$D_{max} = 6,45 \cdot d_{mp} \cdot Re^{0,6} / We^{1,4} \quad (11)$$

где d_{mp} – диаметр трубопровода.

При этом рассчитывается критерий Рейнольдса (Re) и Вебера (We) с применением линейной скорости потока, вязкости и плотности сплошной фазы.

Время осаждения капель различного диаметра можно рассчитать следующим образом:

$$\tau_{di} = S / w_i \quad (12)$$

S – площадь поперечного сечения в отстойнике, занятая нефтью;

w_i – скорость осаждения частиц.

Время нахождения водонефтяной эмульсии в отстойнике рассчитывается по соотношению:

$$t_o = L \cdot S_H / Q \quad (13)$$

где

L – длина гравитационной отстойной части аппарата, м;

S_H – площадь поперечного сечения в отстойнике, занятая нефтью, м²;

Q – нагрузка на отстойник по жидкости, м³/с.

Следовательно, сравнивая время осаждения капель различного диаметра и время пребывания в аппарате можно определить количество и концентрацию не осевших капель (С_{н.к.}).

Таким образом, остаточная обводненность рассчитывается по формуле:

$$W_{ост} = C_{н.к.} \cdot W \quad (14)$$

где w —начальная обводненность нефти, % масс.;

$C_{н.к.}$ —концентрация не осевших капель.

3.5 Расчёты и результаты проведённого исследования по методике 1

Для проведения расчётов необходимо задать исходные данные (табл. 2).

Таблица 2 - Исходные данные для расчёта по методике 1

Параметр	Значение
Плотность воды, кг/м ³	1044
Плотность нефти, кг/м ³	836
Динамическая вязкость нефти Па·с	5.00e-3
Высота отстойника, м	3.4
Высота слоя водяной подушки, м	0,8
Время отстаивания эмульсии, с	3400

При заданных условиях получены результаты, приведённые в табл. 3:

Таблица 3- Результаты расчётов по методике 1

$\frac{w_i}{w_0}$,	$d_{\text{кап}}$, мкм	Обводнённость на входе, доли масс.	В, доли масс.
0.5	500	0,2	0.96
0.8	450		0.64
0.95	400		0.21
0.98	350		0.09
0.99	300		0.04

В данной методике обводнённость учитывается при расчёте общей скорости потока и расхода эмульсии, а начальная обводнённость учитывается при расчёте времени отстаивания. Также необходимо задавать размер капли, поэтому применять данную методику можно, если диаметр капли был

определён другим методом. Этот факт ограничивает применение данной методики.

Исходя из полученных результатов следует, что обводнённость возрастает с увеличением размера капли, что не соответствует физико-химическим и теоретическим закономерностям процесса отстаивания.

Для достижения конечной обводнённости, соответствующей её значениям для промышленных аппаратов (Приложение А) [16], необходимо чтобы соотношение скоростей осаждения было близко к единице.

3.6 Расчёты и результаты проведённого исследования по методике 2

Исходные данные для расчёта по методике 2 приведены в табл. 4[20].

Таблица 4- Исходные данные для расчёта по методике 2

Параметр	Значение
Высота слоя воды в емкости, м	0,8
Длина зоны отстоя, м	30
Нагрузка на емкость по жидкости, м ³ /с.	0,1157
Плотность воды, кг/м ³	1044
Радиус аппарата, м	1,7
Скорость стесненного оседания капель воды, м/с	0,46*10 ⁻³

С использованием разработанной программы расчёта, получены результаты расчётов остаточной обводнённости при варьировании размеров капель воды и начального количества воды в нефти (табл.5):

Таблица 5-Результаты расчётов по методике 2

Плотность, кг/м³	Вязкость, Па*с	Обводнённость на входе, %,	Дкапли, мкм	Обводнённость на выходе, %
860	5,95	30	300	11,4
			350	6,4
			450	3,3
836	5,00		300	6,5
			350	4,3
			450	3,2
860	5,95	20	300	4,9
			350	3,3
			450	1,8
836	5,00		300	3,3
			350	2,3
			450	1,3

Проанализировав полученные значения, мы видим, что при увеличении размера капли, обводнённость уменьшается, так как такие капли быстрее оседают, однако аналогично предыдущей методике, чтобы получить значения обводнённости на выходе, необходимо задавать диаметр капли при составлении математической модели, что не делает данную методику универсальной.

3.7 Расчёты и результаты проведённого исследования по методике 3

Для проведения расчётов по разработанной математической модели, использовались следующие исходные данные (табл. 6).

Таблица 6-Исходные данные для расчёта процесса отстаивания

Параметр	Единицы измерения	Значение
Плотность нефти	(кг/м ³)	836 или 860
Вязкость нефти	(Па·с)	5.00e-3 или 5.95e-3
Молекулярная масса нефти	(г/моль)	280
Поверхностное натяжение	(Н·с)	10·10 ⁻³
Обводнённость на входе	(% масс)	от 10 до 30
Температура в аппарате	(°C)	От 25 до 45
Давление	(МПа)	0,3
Объёмный расход	(м ³ /с)	0,1157
Объём аппарата	(м ³)	200
Диаметр аппарата	(м)	3,4
Высота водяной подушки	(м)	От 0,6 до 0,8
Диаметр подводящего патрубка	(м)	0,3
Количество патрубков	Шт.	2

На рисунке 6 показано распределение концентраций в зависимости от диаметра капель воды, рассчитанное на основе логнормального распределения.

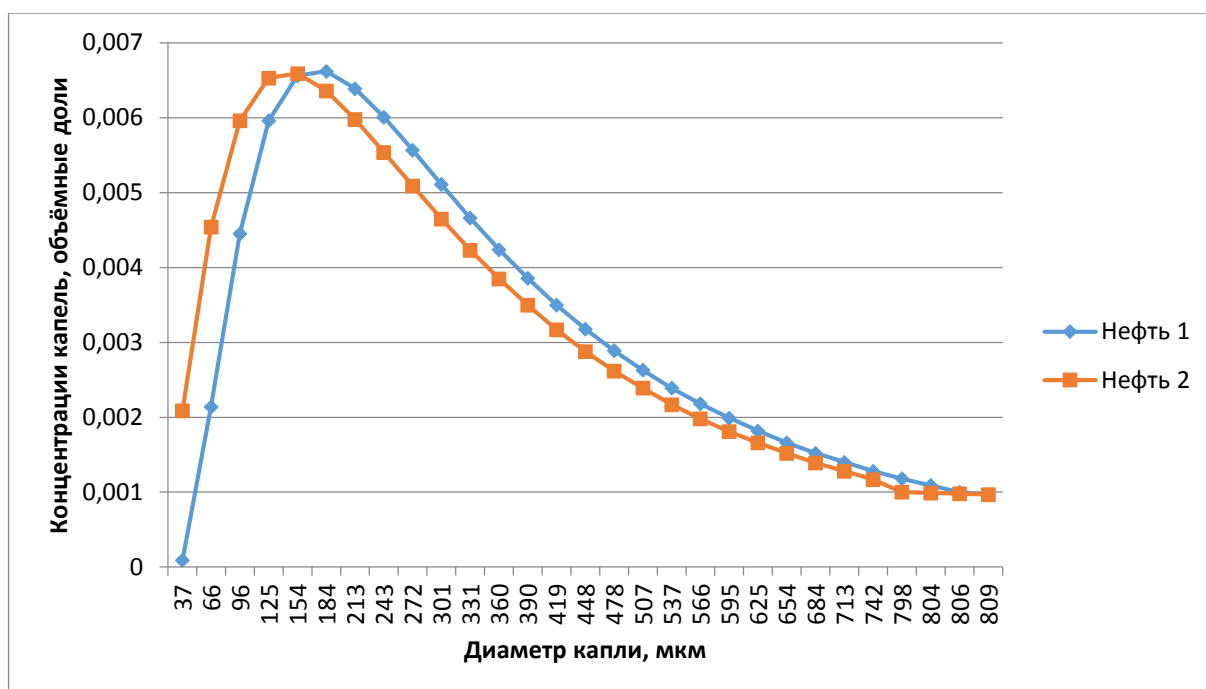


Рисунок 6- Распределение концентраций в зависимости от диаметра капель воды.

Как показывают результаты, представленные на рис. 6, физико-химические свойства нефти влияют на количество капель различного размера. С увеличением плотности и вязкости нефти максимальный диаметр капель, удерживаемый в данных гидродинамических условиях, снижается.

Рассмотрим влияние обводнённости на входе в отстойник на изменение максимального размера капли (рис.7).

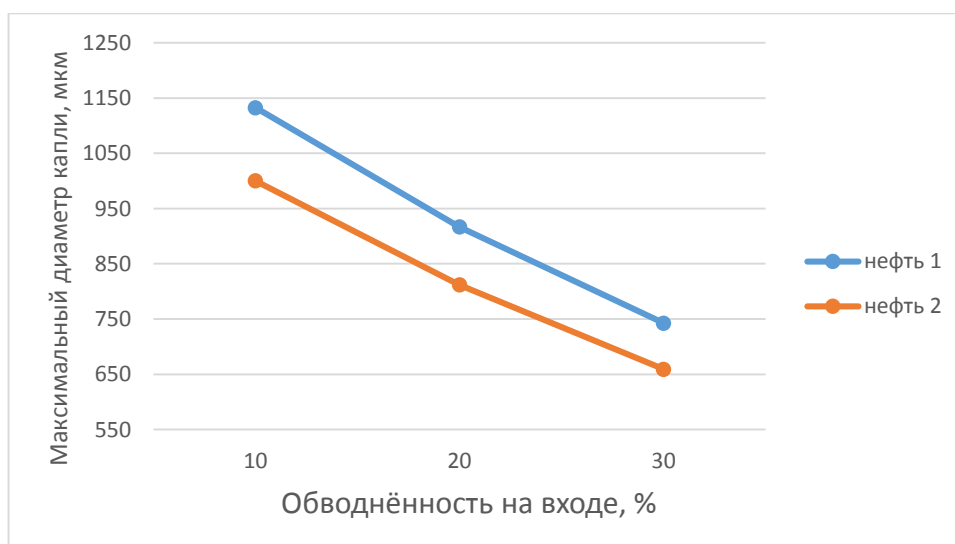


Рисунок 7-Зависимость величины максимального диаметра капли от начальной обводнённости.

С увеличением содержания воды на входе, максимальный диаметр капли снижался как для лёгкой, так и для тяжёлой нефти, также из рисунка 10 видно, что более крупные капли формируются в нефти с меньшей плотностью, следовательно, и процесс оттаивания происходит более эффективно, чем для нефти с большей плотностью.

По полученным результатам (Приложение В) были построены зависимости (рис. 8,9), описывающие рассматриваемый процесс.

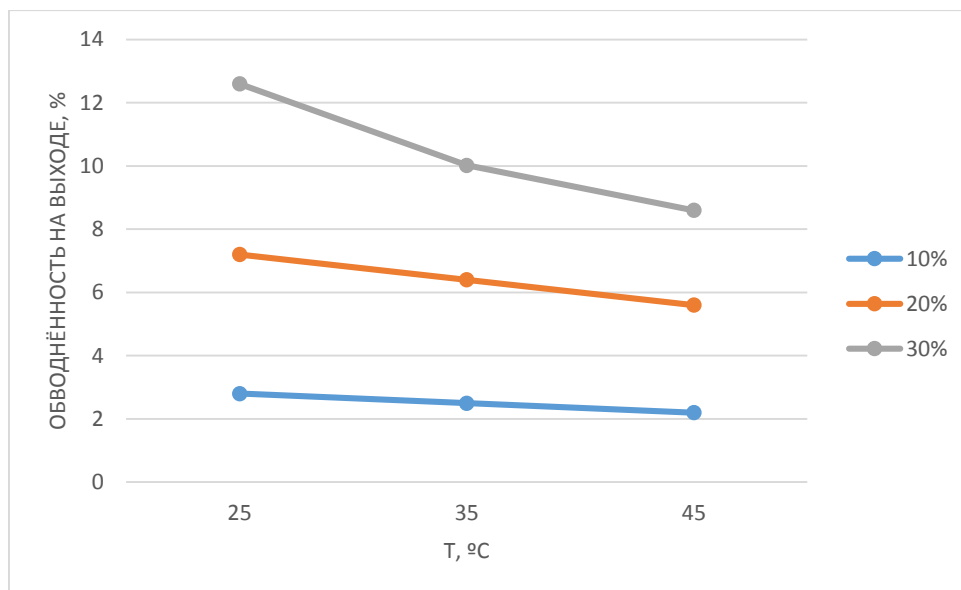


Рисунок 8-Зависимость обводнённости для нефти 1 от температуры

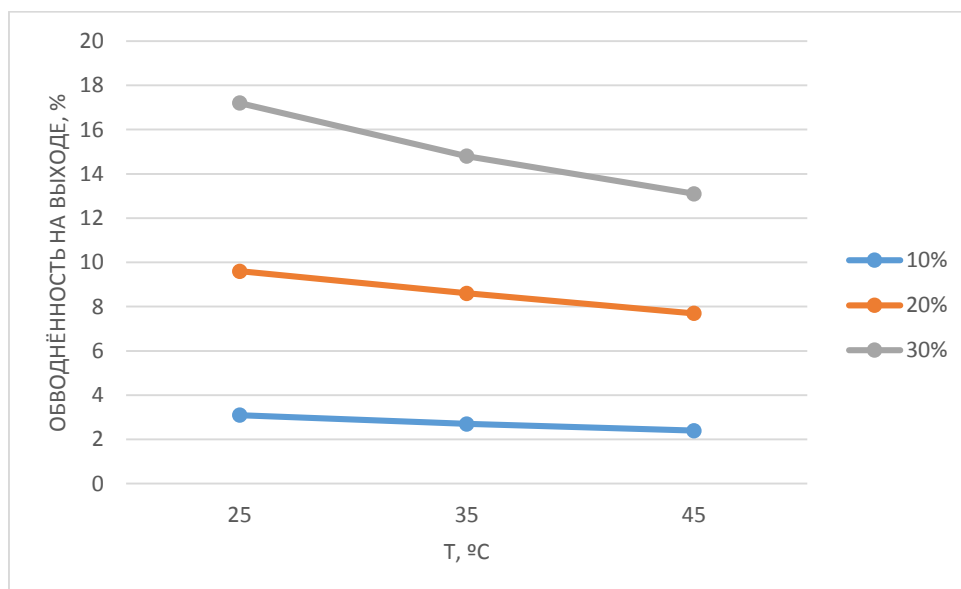


Рисунок 9- Зависимость обводнённости для нефти 2 от температуры

Проанализировав зависимости, представленные на рисунках 8,9, можно сделать вывод, что конечная обводнённость зависит от физико-химических свойств нефти, температуры и начальной обводнённости.

Было показано, что для нефти с большей плотностью процесс отстаивания происходит труднее, чем для нефти с меньшей плотностью.

При увеличении обводнённости на входе, остаточная обводнённость возрастает. Для нефти с начальным содержанием воды на входе менее 30%, полученные значения соответствуют техническим характеристикам горизонтального отстойника, приведённым в приложении А. Добиться снижения остаточной обводнённости можно подбором технологических режимов работы отстойной аппаратуры.

Увеличение температуры, приводит к уменьшению значений остаточной обводнённости, так как при изменении температуры снижается вязкость водонефтяной эмульсии, однако от температуры конечная обводнённость зависит не так существенно, как от описанных выше параметров, а затрат энергии на подогрев требуется значительное количество, поэтому оптимальный температурный режим данного процесса 25-30 °С.

Данные результаты (рис. 8,9, приложение В) были получены при максимальном объёмном расходе допустимом для горизонтального отстойника объёмом 200 м³ (0.1157 м³/с), поэтому некоторые значения остаточной обводнённости превышают значения, указанные в технических характеристиках отстойных аппаратов (приложение А).

Результаты расчётов, полученные при уменьшении расхода водонефтяной эмульсии на 20 % приведены в табл. 7:

Таблица 7- Результаты расчётов с уменьшенным расходом
водонефтяной эмульсии

Тип нефти	Обводнённость на входе, %	T, °C	Объёмный расход, м ³ /с	Обводнённость на выходе, %
Нефть 1	20	25	0.0926	3,1
Нефть 2				4.7

Как показывают результаты, скорость потока существенно влияет на процессы формирования капель воды в водонефтяной эмульсии, их диаметр, а следовательно и на скорости осаждения. При снижении скорости потока остаточная обводнённость значительно уменьшается.

Из технологических соображений может регулироваться уровень водяной подушки, результаты расчётов приведены в приложении Г и на рис. 10.

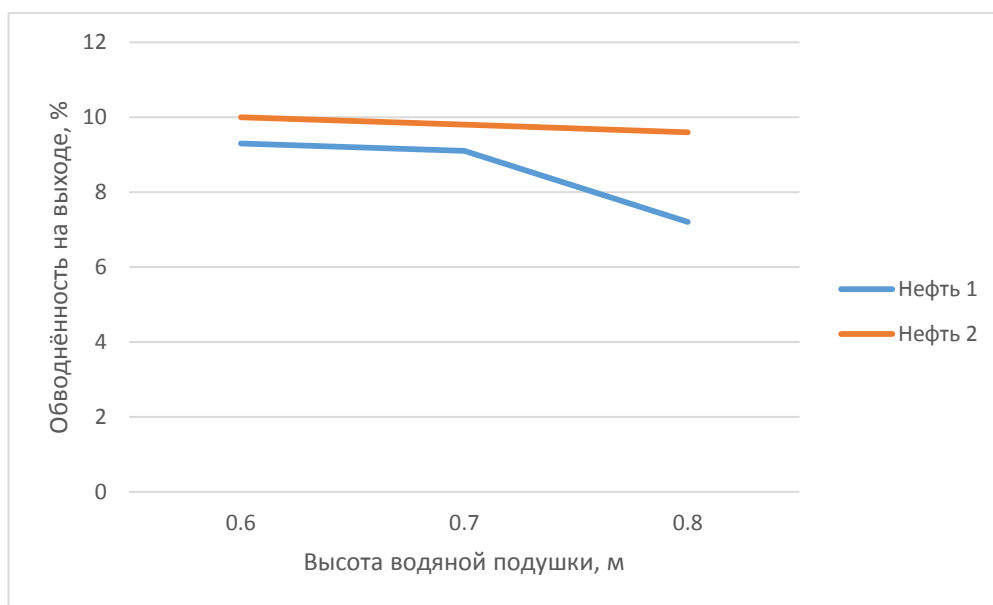


Рисунок 10- Зависимость обводнённости нефти на выходе от высоты
водяной подушки.

Как следует из рисунка 10, при увеличении высоты водяной подушки, обводнённость на выходе уменьшается незначительно. Для нефти с меньшей плотностью влияние данного параметра более существенно, чем для нефти с большей плотностью.

С применением разработанной математической модели были проведены исследования по влиянию различных технологических параметров: температуры, входной обводненности, высоты водяной подушки и скорости потока на остаточную обводнённость и размер формирующихся капель.

В итоге можно сделать вывод, что данную математическую модель можно применять для расчёта остаточной обводнённости нефтяных эмульсий, с учётом влияния технологических режимов, особенностей гидродинамики и конструкции аппарата.

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Разрабатываемый проект направлен на разработку и составление математической модели в виде программного продукта для исследования и оптимизации процесса отстаивания нефти. В настоящее время перспективность научного исследования определяется коммерческой ценностью разработки, что является необходимым условием при поиске источников финансирования для проведения научного исследования и коммерциализации его результатов. Целью данного раздела в бакалаврской работе является определение перспективности и успешности научно-исследовательского проекта, разработка механизма управления и сопровождения конкретных проектных решений на этапе реализации.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

- разработка общей экономической идеи проекта, формирование концепции проекта;
- организация работ по научно-исследовательскому проекту;
- планирование научно-исследовательских работ;
- оценки коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- определение ресурсосберегающей, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективностей исследования [22].

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования: Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. На таблице 8 представлена карта

сегментирования рынка по виду оказываемой услуги с применением математической модели процесса отстаивания.

Таблица 8 – Карта сегментирования

Потребитель	Вид услуги		
	Продажа программного продукта	Оказание услуг по мониторингу и оптимизации	Продажа тренажера
Крупные НПЗ			
Средние НПЗ			
Мелкие НПЗ			
Образовательные учреждения			
Проектные организации			



Фирма А



Фирма Б



Фирма В

На таблице 8 показано, какие ниши на рынке услуг по применению математической модели не заняты конкурентами или где уровень конкуренции низок.

4.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов. В таблице 9 представлен сравнительный анализ математической модели (М),

разработанной на кафедре химической технологии топлива и химической кибернетики НИ ТПУ и двух конкурентных моделей (К1) [21] и (К2) [20], других разработчиков, соответственно.

Таблица 9 –Оценочная карта для сравнения конкурентных технических разработок

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _м	Б _{к1}	Б _{к2}	К _м	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение производительности труда пользователя	0,09	5	2	2	0.5	0,2	0,2
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,07	5	3	3	0.4	0.25	0.25
3. Помехоустойчивость	0,01	5	4	4	0.3	0.25	0.25
4. Энергоэкономичность	0,1	5	5	4	0.6	0.5	0.4
5. Надежность	0,04	5	3	4	0.4	0.35	0.35
6. Уровень шума	0,01	5	5	5	0.2	0.2	0.2
7. Безопасность	0,03	5	5	5	0.2	0.2	0.2
8. Потребность в ресурсах памяти	0,04	4	4	4	0.45	0.48	0.5
9. Функциональная мощность (предоставляемые возможности)	0,03	5	4	3	0.6	0.35	0.28
10. Простота эксплуатации	0,03	4	4	3	0.5	0.4	0.3
11. Качество интеллектуального интерфейса	0,05	5	3	3	0.5	0.45	0.35
12. Возможность подключения в сеть ЭВМ	0,05	5	5	5	0.5	0.5	0.5
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0,2	5	3	2	1	0.6	0.5
2. Уровень проникновения на рынок	0,03	4	4	3	0.25	0.25	0.22
3. Цена	0,05	5	4	3	0.5	0.4	0.3

4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,05	5	5	5	0.8	0.8	0.8
5. Послепродажное обслуживание	0,03	5	3	5	0.2 5	0.22	0.12
6. Финансирование научной разработки	0,02	4	4	4	0.1 2	0.12	0.12
7. Срок выхода на рынок	0,04	5	3	5	0.2	0.2	0.35
8. Наличие сертификации разработки	0,03	5	5	5	0.2 5	0.25	0.25
Итого	1	96	78	77	7,7 7	6,97	6,24

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле [22]:

$$K = \sum V_i * B_i \quad (15)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

V_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i-го показателя.

Разрабатываемая математическая модель является конкурентоспособной на рынке, главным преимуществом которой, является чувствительность к составу перерабатываемого сырья.

4.1.2 SWOT-анализ

Для комплексной оценки научно-исследовательского проекта применяют SWOT-анализ, результатом которого является описание сильных и слабых сторон проекта, выявление возможностей и угроз для его реализации, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Итоговая матрица SWOT-анализа представлена в таблице 10.

Таблица 10 – SWOT-анализ

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>1.Возможность оптимизации параметров для эффективного проведения процесса</p> <p>2.Эффективное использование топливно- энергетических ресурсов.</p> <p>3.Возможность проведения необходимых исследований без вмешательства в работу</p> <p>4.Отсутствие аналогичных математических моделей по процессу</p> <p>5. Чувствительность к изменению состава сырья.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Слабые стороны проекта:</p> <p>1.Ограниченность экспериментальных данных с промышленной установки.</p> <p>2. Отсутствие учета распределения капель в других методиках.</p> <p>3.Необходимость задавать некоторые параметры, для получения необходимых значений обводнённости.</p>
<p>Возможности:</p> <p>1. Внедрение разработанной модели на предприятия нефтепереработки для</p>	<p>1.Разработка математической модели процесса отстаивания нефти на основании</p>	<p>1.Ограниченность экспериментальных данных с промышленной установки.</p>

<p>оптимизации процесса отстаивания.</p> <p>2. Внедрение разработанной модели на производство для отработки действий персонала.</p> <p>3. Внедрение системы в образовательную сферу в качестве компьютерного тренажера для обучения студентов.</p> <p>4. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>5. Внедрение на Российский НПЗ процесса отстаивания и соответственно повышение спроса на разрабатываемую модель.</p>	<p>физико-химических свойств нефти и её состава, а также с учётом конструктивных особенностей аппарата.</p>	<p>2.Отсутствие данных в открытом доступе о содержании воды на выходе из аппарата.</p> <p>3.Повышение эффективности использования сырья на предприятии</p> <p>4.Повышение квалификации персонала на производстве</p> <p>5.Создание тренировочной версии для обучения студентов основам и закономерностям процесса.</p> <p>6.Отсутствие экспериментальных образцов для проведения анализа.</p>
<p>Угрозы:</p> <p>1.Создание подобной модели на рынке в более быстрые сроки</p> <p>2.Внедрение других моделей на предприятия отечественных НПЗ</p> <p>3. Отсутствие спроса, не заинтересованность</p>	<p>1. Продвижение новой технологии оптимизации процесса с применением математической модели.</p> <p>2. Продвижение на рынок новых технологий</p> <p>3. Введение в модель чувствительности к составу сырья</p>	<p>1.Разработка научного исследования</p> <p>2.Повышение квалификации кадров у потребителя</p> <p>3.Приобретение необходимых экспериментальных данные по составу</p>

предприятий по внедрению инновационного проекта		сырья и продукта с промышленной установки.
----------------------------------------------------------	--	--------------------------------------------------

Выявление соответствия сильных и слабых сторон научно исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды (табл. 11).

Таблица 11 – Выявление соответствия сильных и слабых сторон

Возможности проекта		C1	C2	C3	C4	C5
	B1	+	+	+	+	+
	B2	0	0	+	+	0
	B3	+	-	-	-	-
	B4	+	+	0	+	+
	B5	+	0	-	+	0

В данном разделе был проведен SWOT–анализ, представленный в таблице 8. По его результатам были выявлены сильные и слабые стороны проекта, а также угрозы и возможности. Так же было выявлено то, как можно компенсировать слабые стороны проекта за счет его возможностей и нейтрализовать угрозы с помощью сильных сторон проекта. Результаты SWOT–анализа учитываются при разработке структуры работ, выполняемых в рамках научно- исследовательского проекта.

4.2 Планирование научно-исследовательских работ

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;

– построение графика проведения научных исследований.

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты, численность групп может варьироваться. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей. В данном разделе составлен перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования и произведено распределение исполнителей по видам работ. Порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 12.

Таблица 12 – Перечень этапов работ и распределение исполнителей

Основные этапы	Содержание исследовательской части работ	Содержание технической части работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	Составление и утверждение технического задания	Получение технического задания от предприятия-заказчика и его согласование.	Руководитель темы
Теоретические и экспериментальные исследования	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Проведение теоретических расчетов и обоснований, Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими исследованиями	Инженер
Обобщение и оценка результатов	Оценка эффективности и полученных результатов	Оценка эффективности полученных результатов, выдача рекомендаций относительно решаемой задачи.	Инженер совместно с научным руководителем

Проведение ОКР			
Оформление отчета но НИР	Составление пояснительной записки	Составление отчета о проделанной работе, с указанием проблематики проводимого исследования, результатов и принятых технических решений.	Инженер

4.2.1 Разработка графика проведения научного исследования

Трудоемкость выполнения научного исследования оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости $t_{ожі}$ используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (16)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (оптимистическая оценка: в предположении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (17)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

Наиболее удобным и наглядным в данном случае является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта.

Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ.

Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (18)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = 365 / (365 - 104 - 14) = 1,47, \quad (19)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе T_{ki} необходимо округлить до целого числа.

Все рассчитанные значения необходимо сведены в таблицу (табл. 13).

Таблица 13 Временные показатели проведения научного исследования

Название работы	Трудоёмкость работ						Исполни тели		Длительность работ в рабочих днях T_{pi}		Длительность работ в календарных днях T_{ki}	
	t_{min} , чел-дни		t_{max} , чел-дни		$t_{ож\acute{c}i}$, чел-дни							
	Науч. р.	Инженер	Науч. р.	Инженер	Науч. р.	Инженер	Науч. р.	Инженер	Науч. р.	Инженер	Науч. р.	Инженер
Составление и утверждение технического задания	5	-	10	-	7	-	1	-	7	-	10	-
Проведение теоретических расчетов и обоснований	-	35	-	38	-	36. 2	-	1	-	36,2	-	53
Оценка эффективност и полученных результатов	6	12	12	25	8.4	17. 2	1	1	8,4	17,2	12	25
Составление пояснительной записки	-	10	-	20	-	14	-	1	-	14	-	21

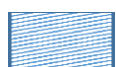
Итого длительность работ – 121 календарный день.

На основе таблицы 13 строим календарный план-график. График строится для максимального по длительности исполнения работ в рамках научно-исследовательского проекта, с разбивкой по месяцам и декадам (10 дней) за период времени написания ВКР. При этом работы на графике следует выделить различной штриховкой в зависимости от исполнителей,

ответственных за ту или иную работу. Календарный план-график построенный для максимального по длительности второго варианта исполнения работ рамках научно-исследовательского проекта приведен в таблице 14. Общее число работ составило 4. Ожидаемая трудоемкость работ для научного руководителя составила 47 чел-дней, для студента-исполнителя составила 111 чел-дней. Общая максимальная длительность выполнения работы составила 121 календарный день.

Таблица 14 – Календарный план-график проведения НИР
(Диаграмма Ганта)

№ работ	Вид работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ											
				февр.			март			апрель			май		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель	10	■	■										
2	Проведение теоретических расчетов и обоснований	Инженер	53	■	■	■	■	■	■						
3	Оценка эффективности и полученных результатов	Инженер совместно с научным руководителем	37							■	■	■	■		
4	Составление пояснительной записки	Инженер	21										■	■	■



- научный руководитель



- инженер

4.3. Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением[22].

4.3.1. Расчет материальных затрат НТИ

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$Z_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m \Pi_i \cdot N_{расх\ i} , \quad (20)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

Π_i – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Транспортные расходы принимаются в пределах 15-25% от стоимости материалов. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, занесены в таблицу 15.

Таблица 15- Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, (З _м), руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Источник-приемник типа LM607022	Шт.	1	1	1	353 234	353 234	353 234	406219		
Образцы топлива	литр	2	4	6	35	35	35	80,5	161	241,5

датчик измерения уровня «СЕЛТЕК»	Шт.	1	1	1	570 0	570 0	570 0	6555		
Волновод с диодом "Шоттки"	Шт.	1	1	1	226 0	226 0	226 0	2599		
Итого	Исполнение 1				Исполнение 2			Исполнение 3		
	415453.5				415534			415614.5		

Из затрат на материальные ресурсы, включаемых в себестоимость продукции, исключается стоимость возвратных отходов.

Под возвратными отходами производства понимаются остатки сырья, материалов, полуфабрикатов, теплоносителей и других видов материальных ресурсов, образовавшиеся в процессе производства научно-технической продукции, утратившие полностью или частично потребительские качества исходного ресурса (химические или физические свойства) и в силу этого используемые с повышенными затратами (понижением выхода продукции) или вовсе не используемые по прямому назначению.

4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Расчет затрат на приобретение программного обеспечения (ПО) в таблице 16.

Таблица 16 – расчеты затрат на приобретение ПО

№ п/п	Наименование ПО			Стоимость ПО, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1.	Microsoft office	Microsoft office	Microsoft office	2900	2900	2900

2.	Pascal abc	Pascal abc	Pascal abc	4300	4300	4300
Итого				7200	7200	7200

4.3.3 Расчет заработной платы

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 17.

Таблица 17 Расчет основной заработной платы

№ п/ п	Наименование этапов	Исполнители по категориям	Трудо- емкость, чел.-дн.	Заработная плата, приходящая я на один чел.-дн., тыс. руб.	Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.
1.	Разработка технического задания, выбор направления исследований, оценка результатов	Руководитель	15	1,08	23,76
2.	Теоретические и экспериментальные исследования, расчет на разработанной модели, оформление отчетв по НИР	Инженер	67	0,411	18,08
Итого:					

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (20)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12-20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($Z_{\text{осн}}$) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p, \quad (21)$$

где $Z_{\text{осн}}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 10);

$Z_{\text{дн}}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d}, \quad (22)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 18).

Таблица 18- Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	118	118
- выходные дни		
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	80	80
- отпуск		
- невыходы по болезни		
Действительный годовой фонд рабочего времени	167	167

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_m = Z_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_d) \cdot k_p, \quad (23)$$

где $Z_{тс}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $Z_{тс}$);

$k_{д}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2 – 0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15-20 % от $Z_{тс}$);

$k_{р}$ – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

Тарифная заработная плата $Z_{тс}$ находится из произведения тарифной ставки работника 1-го разряда $T_{с1} = 600$ руб. на тарифный коэффициент k_t и учитывается по единой для бюджетных организации тарифной сетке. Для предприятий, не относящихся к бюджетной сфере, тарифная заработная плата (оклад) рассчитывается по тарифной сетке, принятой на данном предприятии. Расчёт основной заработной платы приведён в табл. 19.

Таблица 19- Расчёт основной заработной платы

Исполнители	k_t	$Z_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	$k_{д}$	$k_{р}$	$Z_{м}$, руб	$Z_{дн}$, руб.	$T_{р}$, раб. дн.	$Z_{осн}$, руб.
Руководитель	1,7	23760	0,3	0,2	1,3	46332	3107	167	518869
Инженер	1,7	18080	0,3	0,2	1,3	35256	2364	167	394788

4.3.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{\text{доп}} = k_{\text{доп}} \cdot З_{\text{осн}} \quad (24)$$

где

$З_{\text{доп}}$ – дополнительная заработная плата, руб.;

$k_{\text{доп}}$ – коэффициент дополнительной зарплаты (15% от $З_{\text{осн}}$);

$З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата, руб.

Результаты расчета в таблице 19.

4.3.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}), \quad (25)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2014 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30%. На основании пункта 1 ст.58 закона №212-ФЗ для учреждений осуществляющих образовательную и научную деятельность в 2015 году водится пониженная ставка – 30% [23].
Результаты расчёта в таблице 20.

4.3.6. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (26)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.3.7. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 20.

Таблица 20- Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты	415453.5	415534	415614.5
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	7200	7200	7200
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	81588	81588	81588

4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	12238	12238	12238
5. Отчисления во внебюджетные фонды	28147,8	28147,8	28147,8
6. Накладные расходы	87140,37	87153,25	87166,13
7. Бюджет затрат НТИ	631793,4	631873,9	631954,3

Как видно из таблицы 20 основные затраты НТИ приходятся на материальные затраты, включающие покупку дорогостоящего оборудования и приспособления для его работы.

4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{\text{pi}}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (27)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп1}} = 631793,4 / 631954,3 = 0,99$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп2}} = 631873,9 / 631954,3 = 0,99$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп3}} = 631954,3 / 631954,3 = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (28)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности рекомендуется проводить в форме таблицы (табл. 21).

Таблица 21 Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	4	4	5
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	2	4	5
3. Помехоустойчивость	0,15	4	3	3

4. Энергосбережение	0,20	4	5	5
5. Надежность	0,25	3	4	4
6. Материалоемкость	0,15	4	4	3
ИТОГО	1			

$$I_{p-исп1} = 4*0,1 + 2*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 4*0,15 = 3.45;$$

$$I_{p-исп2} = 4*0,1 + 4*0,15 + 3*0,15 + 5*0,2 + 4*0,25 + 4*0,15 = 4.05;$$

$$I_{p-исп3} = 5*0,1 + 5*0,15 + 3*0,15 + 5*0,2 + 4*0,25 + 3*0,15 = 4.15.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп.i}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad I_{исп.2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр.2}} \text{ и т.д.} \quad (29)$$

$$I_{исп 1} = 3.45 / 0.99 = 3.48$$

$$I_{исп 2} = 4.05 / 0.99 = 4.09$$

$$I_{исп 3} = 4.15 / 1.00 = 4.15$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта (см.табл.18) и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (30)$$

Таблица 22 Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0.99	0.99	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3.45	4.05	4.15
3	Интегральный показатель эффективности	3.48	4.09	4.15
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0.98	0.99	1

Из таблицы 22 можно видеть, что лучшим исполнением научно-технического исследования является исполнение 3, так как в данном исполнении лучшее обеспечение материалами и оборудованием, следовательно, достигается наибольшая эффективность проделанной работы. В результате проведенной работы была спроектирована и создана конкурентоспособная разработка, отвечающая современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Развитие нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности напрямую связано с совершенствованием технологии нефтепереработки, разработкой и оптимизацией существующих процессов, обеспечивающих улучшение технико-экономических показателей и качества нефтепродуктов. Основными этапами при промысловой подготовке нефти являются процессы обезвоживания и обессоливания, которые осуществляются в результате разрушения водонефтяной эмульсии, в основном, с использованием термохимических методов.

Подготовка нефти осуществляется в аппаратах, работающих под избыточным давлением на установке подготовки нефти (УПН). Газожидкостная смесь после узлов учета нефти (УУН) поступает в трехфазные сепараторы (ТФС). Перед входом в сепараторы предусмотрена подача деэмульгатора. Добавление деэмульгатора в сырую нефть дает возможность разрушить слои природных стабилизаторов нефтяной эмульсии, входящих в состав защитных оболочек глобул воды и способствует их переводу с границы раздела фаз в объем.

После предварительного обезвоживания, нефть поступает в печи (ПТБ) для подогрева нефти. Горячая нефть после ПТБ поступает в сепараторы концевой ступени сепарации, где происходит полное разгазирование.

Далее нефть поступает в электродигидраторы (ЭДГ), где формируется высокое напряжение, за счет которого происходит коалесценция (укрупнение) частиц, а также обессоливание нефти.

5.1 Производственная безопасность

Таблица 23 – Опасные и вредные факторы по ГОСТ 12.0.003-2015

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
1. Насосная внутренней и магистральной перекачки нефти;	1.Повышенный уровень шума; 2.Недостаточность освещения рабочей зоны;	1.Давление; 2.Электрический ток.	Параметры безопасности труда устанавливаются ГОСТ 12.0.001-82 Параметры определения шумовых характеристик устанавливаются ГОСТ 12.1.003-83 Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ.
2.Площадка электродигидратора в (ЭГ).	1. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.	1. Электрический ток; 2. Давление.	Параметры электрического напряжения устанавливаются ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Работа

			с сосудами под давлением устанавливается ПБ 10- 115-96.
3. Площадка печей (ПТБ)	1. Загазованность рабочей зоны.	1. Опасность термических ожогов; 2. Пожара опасность.	Опасность термических ожогов устанавливаются по РД 153-34.0-03.702- 99. Опасность взрыва и пожара по ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. -03.
4. Резервуарный парк (РВС).	1. Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны.	1. Расположения рабочего места на высоте.	Правила работы на высоте устанавливаются ПОТ РМ 012-2000. ПДК устанавливаются ГН 2.2.5.1313. -03.

5.2 Анализ вредных факторов

5.2.1 Повышенная загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны;

В соответствии с ГОСТ 31378-2009 [24] нефть и нефтепродукты представляет собой темную, горючую жидкость со специфическим запахом. Цвет и запах нефти обуславливается присутствием азотсодержащими, серосодержащими и кислородсодержащими компонентами. Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека. Нефть относится, по степени воздействия на организм человека, относится к 3-му классу опасности в соответствии ГОСТ 12.1.007-76 [25]. Класс опасности вредных веществ устанавливают в зависимости от норм и показателей [25].

Воздействие на организм человека: Нефть и нефтепродукты при перекачке и отборе проб относится к 3-му классу опасности, ПДК аэрозоля нефти в воздухе рабочей зоны не более 10 мг/м³ [26]. При хранении и лабораторных испытаниях, нефть относится к 4-му классу опасности с ПДК по алифатическим предельным углеводородам C₁ – C₁₀ не более 300 мг/м³ [26]. Нефть и нефтепродукты содержат легкоиспаряющиеся вещества, опасные для здоровья и жизни человека, а также азотсодержащие, серосодержащие и кислородсодержащими компоненты. Контакт с нефтью вызывает сухость кожи, пигментацию или стойкую эритему, приводит к образованию угрей, бородавок на открытых частях тела. Острые отравления парами нефти вызывают повышение возбудимости центральной нервной системы, снижение кровяного давления и обоняния [27]. Предлагаемые средства защиты: При работе с нефтью и нефтепродуктами применяют средства индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.011, ГОСТ 12.4.103, ГОСТ 12.4.111, ГОСТ 12.4.112. Для индивидуальной защиты в местах с концентрацией паров нефти, превышающей ПДК, применяют противогазы марки БКФ, шланговые противогазы марки ПШ-1 или аналогичные в соответствии с ГОСТ 12.4.034. Для защиты кожи рук применяют защитные рукавицы, мази и пасты по

ГОСТ 12.4.068. Для защиты глаз использовать очки типа ЭП2-80. Для коллективной защиты от воздействия паров нефти помещения.

5.2.2 Недостаточное освещенность

Для нормализации визуальной обстановки в рабочих помещениях представляют собой осветительные проемы, фонари, прожекторы, защитные устройства [28].

Таблица 24 – Нормы освещенности рабочих мест по ГОСТ Р 55710-2013

Наименование помещений, зрительной работы и вида деятельности	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R , не более	R_a , не менее	K_n , %, не более
Производственные процессы с дистанционным управлением.	50	0,4	-	20	-
Процессы с частичным применением ручного труда.	150		28	40	
Постоянная ручная работа на производственных установках.	300	0,6	22	80	20
Лаборатории	500		16		10

5.2.3 Повышенный уровень шума на производстве

Основным источником шума является насосная внутренней перекачки (НВП), насосная магистральной перекачки (НМП), площадка печей трубчатых блочных (ПТБ). Нормирующими характеристиками постоянного шума на рабочих местах являются уровни звуковых давлений в октановых полосах 78 дБА со среднегеометрическими частотами 500 Гц. А нормирующий уровень 80 дБА. Следовательно, уровень шума соответствует

ГОСТ 12.1.003-2014 [29]. Основные организационные мероприятия по борьбе с шумом следующие:

- размещения оборудования, являющегося источником шума, в отдельных помещениях;
- расположение цехов с повышенным уровнем шума в отделении от малошумных помещений;
- применение индивидуальных средств защиты от шума и вибрации.

5.3 Анализ опасных факторов

5.3.1 Электрический ток

Источниками электрической опасности являются:

- оголенные части проводов или отсутствие изоляции; – отсутствие заземления;
- замыкания;
- статическое напряжение.

От токоведущих частей электроустановок человека защищают изолирующие защитные средства. Они подразделяются на основные и дополнительные. Основными изолирующими средствами защиты разрешается прикасаться к токоведущим частям электроустановок, имеющих рабочее напряжение до 1000 Вольт. В первую очередь, к таким защитным средствам относится слесарно-монтажный инструмент, снабженный изолирующими рукоятками – плоскогубцы, ножи, отвертки и т.п. Электробезопасность работающего персонала и посторонних лиц должна обеспечиваться выполнением следующих мероприятий:

1. Соблюдение соответствующих расстояний до токоведущих частей;
2. Изоляция токопроводимых частей;
3. Применение блокировки аппаратов и ограждающих устройств для предотвращения ошибочных операций и доступа к токоведущим частям;
4. Использование предупреждающей сигнализации, надписей и плакатов;

5. Применение устройств для снижения напряженности электрических и магнитных полей до допустимых значений;

6. Использование средств защиты и приспособлений.

Все помещения должны соответствовать требованиям электробезопасности при работе с электроустановками по ГОСТ 12.1.019-79.

1. Все электрооборудование с напряжением свыше 36 В, а также оборудование и механизмы, которые могут оказаться под напряжением, должны быть надежно заземлены.

2. Для отключения электросетей на вводах должны быть рубильники или другие доступные устройства.

Отключение всей сети, за исключением дежурного освещения производится общим рубильником. В целях предотвращения электротравматизма запрещается:

1. работать на неисправных электрических приборах и установках;
2. перегружать электросеть;
3. переносить и оставлять без надзора включенные электроприборы;
4. работать вблизи открытых частей электроустановок, прикасаться к ним;

5. загромождать подходы к электрическим устройствам.

6. запрещается прикасаться к корпусу поврежденного прибора или токоведущим частям с нарушенной изоляцией и одновременно к заземленному оборудованию [31].

5.3.2 Пожарная безопасность

Площадка печей ПТБ относится к взрывопожароопасным объектам. Это связано с тем, что в качестве топлива для печей ПТБ используется попутный нефтяной газ. Причины возникновения пожаровзрывоопасной ситуации:

- разгерметизация трубопроводов в местах соединения;
- проведение огневых работ без первичных средств пожаротушения;

- разгерметизация оборудования с возгоранием;
- большое количество резервуаров, емкостей и аппаратов, в которых имеются пожароопасные продукты под высоким давлением и высокой температуре, разветвленная сеть технологических трубопроводов с многочисленной запорно-пусковой и регулирующей арматурой и контрольноизмерительными приборами;
- высокая теплота сгорания веществ и материалов [32].

Таблица 23 – Доля каждой причины в общем числе аварий.

Причины аварийной ситуации	Доля от общего числа аварий, %
Пожары, вспышки, загорания	58,5
Аварийная загазованность	17,9
Взрывы и хлопки	15,1
Прочие	8,5

В свою очередь, пожары, взрывы и аварийная загазованность могут быть следствием возникновения следующих аварийных ситуаций:

- использование неисправного оборудования;
- нарушение технологического режима;
- пуск неисправной технологической линии (аппарата) установки;
- нарушение правил ремонтных работ;
- несоблюдение правил остановки технологической установки [32].

5.3.3 Пожарно-профилактические мероприятия

На основании анализа пожарной опасности технологического процесса, с учетом режимов работы технологического оборудования проведем пожарнопрофилактические мероприятия [33].

Таблица 24 – Пожаро – профилактические мероприятия [33]

Наименование технического оборудования	Пожаро-профилактическое мероприятие
----------------------------------------	-------------------------------------

Сепараторы: - защита аппаратов от перепада давления; - контроль температуры; - контроль уровня внутри аппарата;	Устанавливаются предохранительные клапана (ПК); Контроль температуры среды в аппарате. Предусмотрен контроль уровня внутри аппарата.
Резервуары вертикальные стальные (РВС): - оборудованы аварийным сливом; - контроль уровня нефтепродуктов;	Оборудуются сигнализацией по верхнему и нижнему пределу.
Печи ПТБ: - контроль температуры нефти на входе и выходе; - контроль давления топливного газа; - контроль давления воздуха на горелки; - контроль температуры дымовых газов на выходе из печи; - контроль пламени на горелках печи;	Установка приборов КИПиА; Требуется контроль температуры по максимальному и минимальному пределу; Требуется контроль давления по максимальному и минимальному пределу;

5.3.4 Термическая опасность. Повышенная температура поверхностей

Источником термической опасности в соответствии с РД 153-34.0-03.702- 99 могут являться:

- соединительные магистрали передачи жидкостей, нагретых до высокой температуры;
- нагретые поверхности узлов электрооборудования и гидрооборудования;
- опасность выплеска жидкости под высоким давлением.

После контакта с данным видом термической опасности, вызывает у человека покраснение кожи, возникновение волдырей, повреждение слоя эпидермиса. Так же получение степени ожога (1,2,3,4) [34].

Для защиты рабочих от термической опасности в соответствии с ГОСТ Р 53010-2008, изолируют трубные обвязки, установленные рядом с рабочим местом оператора.

5.3.5 Расположение рабочего места на высоте

На основании ПОТ РМ-012-2000 работы, выполняемые на высоте более 2 м, относятся к опасным производственным факторам. Аппараты, обслуживаемые на высоте, должны быть оснащены защитным ограждением. При невозможности устройства ограждений работы должны выполняться с применением предохранительного пояса и страховочного каната.

5.3.6 Сосуды, работающие под давлением

В соответствии с ПБ 10 – 115 – 96 к сосудам, работающим под давлением, относят герметически закрытые емкости для ведения технологических процессов, а также для хранения и перевозки сжатых, сжиженных и растворенных газов и жидкостей под давлением. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением распространяются на сосуды, работающие под давлением более 0,7 кг/см². Сосуды, работающие под избыточным давлением, подлежат техническому освидетельствованию (наружному внутреннему осмотру каждые 2 года и гидравлическому испытанию раз в 8 лет). На каждый сосуд, работающий под давлением, на видном месте должна быть прикреплена металлическая пластина с нанесёнными клеймами следующих паспортных данных:

- наименование или обозначение сосуда;
- рабочее давление, МПа (кг/см²);
- расчётное давление, МПа (кг/см²); – давление при гидроиспытании, МПа (кг/см²);
- допустимая максимальная и (или) минимальная рабочая температура стенки, °С.

Для управления работой и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуда должны быть оборудованы приборами контроля давления и температуры среды, предохранительными клапанами, запорной арматурой.

5.4 Экологическая безопасность

Подготовка нефти это многостадийный процесс, который включает в себя обезвоживание и обессоливание нефти. Подготовка нефти не является безотходным процессом. При подготовке нефти так же возможны выбросы в атмосферу. Экология подготовки нефти включает в себя проблемы загрязнение атмосферы, гидросферы и литосферы. Для промышленных объектов и производств, сооружений, являющихся источниками воздействия на среду обитания и здоровье человека устанавливаются следующие ориентировочные размеры санитарно-защитных зон: – промышленный объект четвертого класса – 100 м. Так же в таблице 26 представлены рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти [35].

Таблица 25 – Рекомендуемые минимальные расстояния от магистральных трубопроводов для транспортирования нефти по СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03

Элементы застройки	Расстояние в м при диаметре труб, мм			
	До 300	300-600	600-1000	1000-1400
Города и поселки	75	100	150	200
Отдельные малоэтажные жилища	50	50	75	100
Гидротехнические сооружения	300	300	300	300
Водозаборы	3000	3000	3000	3000

Воздействие объекта на атмосферу: Основные источники загрязнения при подготовки нефти это выбросы вредных веществ в атмосферу с факела. При сжигании попутного нефтяного газа на факелах

высокого и низкого давления в атмосферу выбрасывается большое количество загрязняющих веществ [36]:

- диоксид азота;
- углерод черный (сажа);
- оксид углерода;
- метан;
- бензапирен.

Таблица 26 – Предельно допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест по ГН 2.1.6.1338-03

Наименование вещества	Формула	Величина ПДК, мг/м ³		Класс опасности
		Максимально разовое	Средне суточное	
Бензол	C ₆ H ₆	0,3	0,1	2
Хлор	Cl ₂	0,1	0,03	2
Оксид углерода	CO	5	3	4
Свинец	Pb	0,001	0,0003	1
Диоксид серы	SO ₂	0,5	0,1	3
Диоксины	C ₁₂ H ₁₄ C ₁₄ O ₂	-	0,5пг/м ³	1
Оксид азота	NO ₂	0,085	0,04	2

Воздействие объекта на гидросферу: загрязненные стоки на установке подготовки нефти (УПН) перегонки а образуются за счет конденсации насыщенного водяного пара, используемого для пропарки оборудования, либо при отгрузке нефти. Для предотвращения попадания вредных веществ в водоемы за пределы производственной площадки, предусмотрено:

- обвалование площадок, где возможен разлив продукта;

– дренажные емкости для сбора возможных разливов продукта и загрязнения при этом дождевых и талых вод и последующем отведении их в систему ППД для совместного использования в технологическом процессе.

Сточные воды канализации проходят механическую очистку и доочистку на биологических очистных сооружениях завода [36]. Воздействие объекта на литосферу: На предприятии только в процессе глубокого обессоливания и обезвоживания нефти выделяется около 26-30 т. твердых солей и механических примесей, содержащих в своем составе до 35% смеси углеводородов и 35-60% воды. Таким образом, нефтеперерабатывающее предприятие "вырабатывают" более 100 т в сутки твердых, нефтесодержащих и пожароопасных отходов [38].

Таблица 27 – Утилизация твердых отходов [38]

Наименование отхода	Место складирования, транспортировка	Периодичность образования	Место захоронения, утилизация
Нефтешлам	Специально оборудованная площадка с контейнерами для сбора отходов.	Постоянно. Чистка и вывоз шлама с установки в период ремонта и чистки оборудования.	Вывоз на специально отведенное место для захоронения.
Люминесцентные ртутьсодержащие трубки отработанные и брак	В закрытой таре отдельно(тара завода – изготовителя)	Периодически.	Отходы передают на пункт приема ртутьсодержащих отходов в п.Пионерном ООО

			«ТКС», с последующей передачей ООО «ТРАНССИБ» на демеркуризацию (обезвреживание)
Прочие отходы нефтепродуктов, продуктов переработки нефти, угля, газа, горючих сланцев и торфа (Грунт, загрязненный нефтепродуктами)	Места накопления отсутствуют	Периодически	Накопление не осуществляется. Сразу после образования вывозится для обезвреживания на шламонакопитель ВГНМ ООО «ССЭ»
Мусор от бытовых помещений организаций несортированный (исключая крупногабаритный)	В закрытой таре в смеси (контейнер V=0.7м ³ , 3 шт.)	1 неделя	Накопление осуществляется в металлических контейнерах. По мере накопления вывозятся для захоронения на полигон ТБО ВГНМ

5.5 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Данное производство по подготовке нефти является объектом техногенной опасности, т.е. объектом, на котором хранят, перерабатывают,

используют или транспортируют опасные химические вещества, при аварии на котором или при разрушении которого может произойти гибель или химическое заражение людей, растений, а также химическое заражение окружающей среды. В состав предприятия по подготовки нефти входят как площадочные опасные производственные объекты (насосы, емкости, резервуары, печи, сепараторы, электродигидраторы), так и линейные (различные трубопроводы). Возможны различные аварийные ситуаций: разгерметизация оборудования, трубопроводов, пожары как следствие взрывов [35]. В таблице 28 приведены возможные аварийные ситуации и способы устранения.

Таблица 28 – Возможные виды аварийного состояния производства и способы их устранения [34].

Возможные производственные аварийные ситуации	Причины возникновения производственных аварийных ситуация	Действия персонала по предупреждению и устранению производственных аварийных ситуаций
Взрывы, пожары, разгерметизация трубопровода	Несоблюдение режима ведения процесса, разгерметизация оборудования и трубопроводов, разлив взрыво-пожароопасных веществ	<ol style="list-style-type: none"> 1. Необходимо вызвать пожарную охрану и бригаду скорой помощи; 2. Включение звуковой аварийной сигнализации. 3. Перекрыть подачу теплоносителей. <p>Прекратить подачу сырья.</p> <ol style="list-style-type: none"> 4. Сброс давления на факел. 5. Остановка остального

		оборудования.
Протечки в запорнорегулирующей арматуре или в аппаратах	Разгерметизация запорно-регулирующей арматуры или аппаратов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Ликвидация протечек с остановкой оборудования (если не возможно устранить по другому) 3. Ликвидировать протечки без остановки оборудования.
Сбой системы электроснабжения	Неполадки в системе электроснабжения	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сообщить начальнику цеха или мастеру установки; 2. Перекрыть подачу топлива к горелкам печей. 3. Подать у пара на паровую завесу печей. 4. Проконтролировать отключение всего насосно-компрессорного оборудования.
Увеличение содержания нефтепродуктов в подтоварной воде	1. Низкий уровень раздела фаз	<ol style="list-style-type: none"> 1. Поднять уровень раздела фаз в соответствии с НТР; 2. Проверить работу регуляторов уровня LCV-402 в аппарате.
Унос нефти на УОГ	1 Превышение уровня	1. Отрегулировать

	нефти аппарате Т-400	уровень нефти в аппарате Т-400 в соответствии с НТР. 2. Проверить работу отсечного клапана РСВ-401
Повышенная вибрация насоса	1. Неправильная центровка электродвигателя с насосом	1.1. Отцентрировать насос
Давление на приеме насоса ниже нормы	1.Нарушение режима сепарации; 2. Засорен фильтр входного трубопровода; 3. Неисправность или неполное открытие задвижки;	1. Отрегулировать режим сепарации; 2. Очистить сетку; 3.Открыть задвижку, отремонтировать задвижку;

Первичные средства пожаротушения:

Здания, сооружения, помещения, технологические установки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения: огнетушителями, ящиками с песком, асбестовое полотно, грубошерстная ткань, войлок (кошма), пожарными ведрами, совковыми лопатами, штыковыми лопатами, пожарным инструментом (крюками, ломami, топорами и т.п.), которые используются для локализации и ликвидации пожаров в начальной стадии их развития [34].

Таблица 29 – Санитарные характеристики зданий, помещений и наружных установок [34]

Наименование производственных зданий, помещений, наружных установок	Категория взрывопожарной и пожарной опасности помещений, зданий и наружных установок (СП12.13130.2009)	Класс взрывоопасной и пожароопасной зоны	Средства пожаротушения
Площадка технологическая	АН	2-й класс (В-1г)	Пожарные гидранты
Насосная внутренней перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Насосная магистральной перекачки	А	2-й класс (В-1а)	Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция)
Резервуары нефти	АН	2-й класс (В-1г)	Кольца орошения РВС
Пункт нефтеналива	АН	2-й класс (В-1г)	1. Автоматическое паротушение; 2. Пожарные гидранты

Площадка печей ПТБ	АН	2-й класс (В-1а)	1. Автоматическое пенное пожаротушение (пеногенераторная станция); 2. Паровая защита печей.
Операторная	ВЗ	П-Па	Огнетушители порошковые; Огнетушители углекислотные

5.6 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

На тяжелых и физических работах с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается применение труда женщин. Лицам, не достигших восемнадцатилетнего возраста, работа с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда запрещается. При приеме на работу с вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) условиями труда проводится обязательные медицинские осмотры работников [36]. Таким образом, при отнесении условий труда к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) работникам, занятым на рабочем месте, которое относится к вредными (особо вредными), опасными (особо опасными) должны предоставляться компенсации не ниже предусмотренных постановлением Правительства РФ от 20.11.2008 № 870. В соответствии с п. 1 данного постановления работникам, занятым на перечисленных видах работ, установлены следующие компенсации:

- сокращенная продолжительность рабочего времени – не более 36 часов в неделю в соответствии со ст. 92 ТК РФ;

- ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск – не менее 7 календарных дней;
- повышение оплаты труда
- не менее 4% тарифной ставки (оклада), установленной для различных видов работ с нормальными условиями труда [23].

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Наличие в нефти воды приводит к увеличению затрат на её подготовку, транспортировку и очистку. В период разработки месторождения содержание воды в нефти постоянно изменяется, что приводит к изменению физико-химических свойств водонефтяных эмульсий и создает необходимость модернизации технологических схем и корректировки технологических параметров процессов подготовки нефти.

Для решения подобных задач широкое применение получил метод математического моделирования, который позволяет оценивать эффективность проведения процессов при промышленной подготовке нефти и подбирать оптимальные технологические параметры.

В выпускной квалификационной работе на основании анализа литературных данных были выбраны методики расчёта остаточной обводнённости нефти. Для трёх рассмотренных методик, разработаны алгоритмы и программы расчёта.

Проведённые исследования процессов отстаивания при промышленной подготовке нефти показали, что:

с увеличением плотности и вязкости нефти изменяется содержание капель минимального размера, а максимальный диаметр капель, уменьшается (рис. 6);

с увеличением содержания воды на входе, максимальный диаметр капли снижался как для лёгкой, так и для тяжёлой нефти (рис. 7). Так для нефти 2 при температуре 25°C и обводнённости 20% максимальный диаметр равен 812мкм;

снижение расхода водонефтяной эмульсии (табл. 7) от 416 м³/ч до 333 м³/ч приводит к уменьшению остаточной обводнённости для нефти 1 до 3,1%, а для нефти 2 до 4,7%;

уменьшение содержания воды в нефти (рис. 8, 9), а также повышение температуры приводит к более интенсивному разделению водонефтяной эмульсии. Например, для рассматриваемых нефтей при содержании воды на

входе 10 % масс. можно рекомендовать интервал температур 25-30°C, при котором остаточная обводнённость на выходе из отстойника не превышает 3%;

чем меньше плотность и вязкость нефти, тем значительно больше влияет такой параметр как высота водяной подушки (рис.10). При варьировании высоты водяной подушки от 0.6 до 0.8 м конечная обводнённость снижалась на 20%.

Таким образом, результаты исследований процессов отстаивания при промышленной подготовке нефти позволяют сделать следующие выводы:

- Разработанные модели по методике 2 и 3 отражают теоретические закономерности процесса отстаивания.
- Учёт в математической модели дисперсного состава водонефтяной эмульсии позволяет рассчитывать концентрацию не осевших капель при данных условиях, которая определяет остаточную обводнённость нефти.
- Скорость потока, температура, обводнённость на входе, высота водяной подушки и физико-химические свойства сырья значительно влияют на содержание воды на выходе из аппарата.

Показано, что для исследования процессов обезвоживания нефти можно применять разработанную математическую модель, учитывающую распределение капель воды по размерам, которая удовлетворительно описывает процесс отстаивания.

Таким образом, результаты проведённых исследований свидетельствуют о перспективности разработки математических моделей процессов обезвоживания нефти. Дальнейшая модернизация методик может быть направлена на оценку и сравнение эффективности их применения для расчётов аппаратов различных видов и конструкций.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

Арменинова А.А.. Моделирование процесса отстаивания при промысловой подготовке нефти. // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. – 2018.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтепромысловое дело. – 2013. – №5. – С. 40 – 42.
2. Ким С.Ф., Ушева Н.В., Самборская М.А., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Модульный принцип построения математических моделей аппаратов и технологических схем промысловой подготовки нефти // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2013. – №10. – С.41 – 44.
3. Ушева Н.В., Кравцов А.В., Мойзес О.Е., Кузьменко Е.А. Моделирование технологии промысловой подготовки нефти // Известия Томского политехнического университета. – 2005. – Т.308 - №4. – с. 127-130.
4. Ахметов С.А. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: Учебное пособие для вузов. — спб.: Недра, 2006.
5. Подготовка нефти на промысле [Электронный ресурс]
Режим доступа : https://www.12821-80.ru/tech/6-Flancy_Promyslovaya_podgotovka_nefti
6. Н.А. Небогина Влияние степени обводненности нефти и минерализации водной фазы водонефтяных эмульсий на структуру природных нефтяных эмульгаторов / Прозорова И.В. Н.В. Юдина // Нефтепереработка и нефтехимия №12 – 2016. – С.10 – 15.
7. Н.В. Ушева, Е.В. Бешагина, О.Е. Мойзес Технологические основы и моделирование процессов промысловой подготовки нефти и газа: учебное пособие Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. – 128 с.
8. Бычков В.Е. Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. М.: цнииэнефтехим, 1984.
9. Фарахов М.И., Лаптев А.Г., Афанасьев И.П. Сепарация дисперсной фазы из жидких углеводородных смесей в нефтепереработке и энергосбережение: Казань: Казан. Гос. Энерг. Ун-т, 2005. – 134с.

10. Грановский М.Г., Лавров И.С., Смирнов О.В. Электрообработка жидкостей. Л.: Химия, 1976.
11. Моделирование процессов отстаивания нефти [Электронный ресурс]
Режим доступа : <http://proofoil.ru/Oilrefining/Oilrefining6.html>
12. Тронов В.П. Промысловая подготовка нефти. Казань: ФЭН. 2000.- 416с.
13. Дунюшкин И.И. Сбор и подготовка скважинной продукции нефтяных месторождений. М.: ФГУП «Нефть и Газ, 2006. 320 с.
14. Пергушев Л.И., Деникаев Р.Т. Расчет скорости транспортирования высокообводненной эмульсии по трубопроводу без ее расслоения // Нефтепромышленное дело. – 2001. – №12.- с. 25-28.
15. Горизонтальные отстойные аппараты [Электронный ресурс] Режим доступа : <https://gazovikoil.ru/otstojniki-nefti>
16. Технические характеристики отстойных аппаратов [Электронный ресурс]
Режим доступа : <http://www.neftgaz.com>
17. Приложение к журналу «Сибирская нефть» НЕФТЬ. Простое о сложном
Выпуск 1-2015 [Электронный ресурс] Режим доступа :
<http://www.gazprom-neft.ru/files/journal/snp123.pdf>
18. Сорокин А.В., Сорокин В.Д. Диапазон значений физико-химических свойств проб нефти по залежи на месторождениях Западной Сибири [Электронный ресурс] // Вестник недропользователя Ханты-Мансийского автономного округа электрон. Научн. Журн. 2008. № 19 URL:
<http://www.oilnews.ru/19-19/diapazon-znachenij-fiziko-ximicheskix-svoystv-prob-nefti-po-zalezhi-na-mestorozhdeniyax-zapadnoj-sibiri>
19. Требин Г.Ф., Капырин Ю.В., Скаротоваров Ю.Н., Фукс А.Б., фуксб.А. Нефть и месторождений Восточной Сибири// ГЕОЛОГИЯ НЕФТИ И ГАЗА.- 2008 с.88
20. Лутошкин Г.С., Дунюшкин М.И. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Учебное пособие для вузов. – 3-е изд., стереотипное. – М.: ООО ИД «Альянс», 2007. – 135 с.

21. Успенская Н.Н., Исмоилов Т.Н., Шулаева Е.А. математическое описание и программная реализация расчёта разделения водонефтяной эмульсии в аппарате флорентина// Молодёжный научный вестник.-2017.-№6.-с.1-5
22. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение: учебно-методическое пособие / Н.А. Гаврикова, И.Г. Видяев, Г.Н. Серикова; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета. – 2014. – 73 с.
23. Федеральный закон Российской Федерации от 28 декабря 2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»
24. ГОСТ 31378 – 2009. Нефть. Общие технические условия.
25. ГОСТ 12.1.007 – 76. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
26. ГН 2.2.5.1313 – 03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
27. ГОСТ 12.4.011–89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
28. СНиП 23-05-95 «Естественное и искусственное освещение».
29. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
30. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
31. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
32. ГОСТ 12.1.004. – 91. Пожарная безопасность. Общие требования.
33. Горячев С.А., Клубань В.С. Пожарная профилактика технологических процессов производств. М.: ВИПТИШ МВД СССР, 1983.
34. Технологический регламент «Пункт подготовки и сбора нефти (УПН «Пионерный»)).
35. РД 153-34.0-03.702-99. Инструкция по оказанию первой помощи при несчастных случаях на производстве.
36. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200–03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

37.ГН 2.1.6.1338 – 03. Предельно-допустимые концентрации (ПДК) загрязняющих веществ в атмосферном воздухе населенных мест.

38.ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

Приложение А

Технические характеристики некоторых отстойных аппаратов [16].

ОГН 200-1,0-2(1)-Т-И,

ОГН – отстойник горизонтальный нефтяной;

200 – вместимость, м³

1,0 – давление условное, МПа;

2(1) – исполнение по материалу

Т - термообработка (при необходимости)

И - детали для крепления теплоизоляции (при необходимости)

Отстойник горизонтальный нефтяной ОГН 200-1,0-2(1)-Т-И

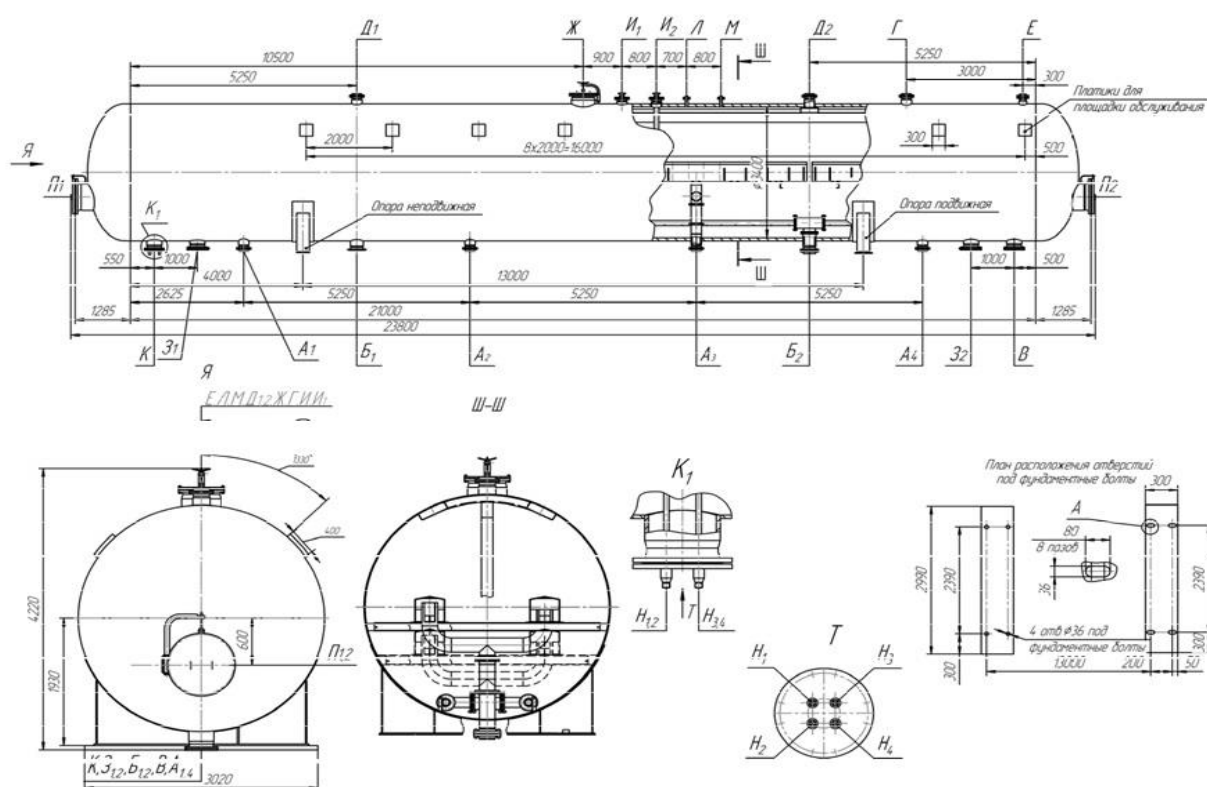


Рисунок 11 -Отстойник горизонтальный нефтяной ОГН 200-1,0-2(1)-Т-И.

Таблица 30 - штуцера

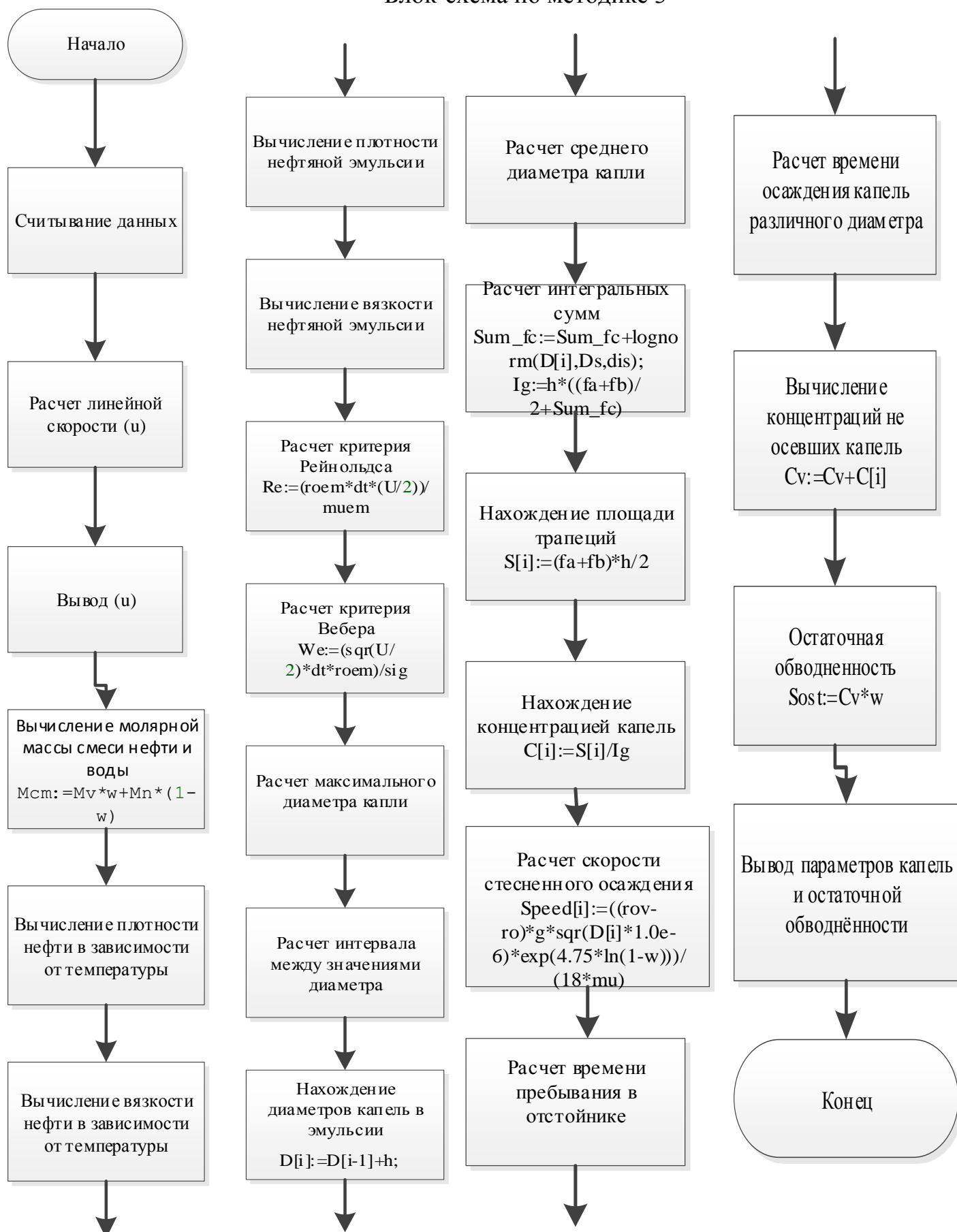
Обозначение	Назначение	Количество	Проход условный Ду, мм	Вылет	Давление условное Ру, МПа	Тип уплотнительной поверхности
A1,4	Ввод эмульсии	4	200	200	1,6	выступ-впадина
B1,2	Дренирование пластовой воды	2	300	220		
B	Для откачки	1	300			

Таблица 31 -Технические характеристики ОГН-200

Параметры	Значения
*Производительность по нефтеводной смеси, м ³ /сут	10000 - 12000
Содержание воды в нефти на выходе из отстойника, %, не более	10
Давление рабочее, МПа, не более	0,8
Давление расчетное, МПа	1,0
Давление пробное при гидроиспытании, МПа	1,3
Рабочая температуры среды, ОС	25-45
Расчетная температура стенки, ОС	100
Минимально допустимая	минус 60

температура стенки аппарата, находящегося под давлением, ОС	
Средняя температура наиболее холодной пятидневки, ОС	минус 55
Среда	нефть, пластовая вода, попутный газ
Характеристика среды	токсичная класс опасности 3 по ГОСТ 12.1.007-76 категория взрывоопасности-IIА по ГОСТ 30852.11-2002 группа взрывоопасной смеси ТЗ по ГОСТ 30852.5-2002 пожароопасная
Вместимость, м ³	200
Группа аппарата по ГОСТ Р 52630- 2012	1

Блок-схема по методике 3



Приложение В

Таблица 32 – Результаты расчётов по методике 3

	Обводнённость на входе, % масс.	T, °C	Обводнённость на выходе, % масс.
Нефть 1	10	25	2,8
		35	2,5
		45	2,2
	20	25	7,2
		35	6,4
		45	5,6
	30	25	12,6
		35	10,02
		45	8,6
Нефть 2	10	25	3,1
		35	2,7
		45	2,4
	20	25	9,6
		35	8,6
		45	7,7
	30	25	17,2
		35	14,8
		45	13,1

Таблица 33-Результаты расчётов при варьировании высоты водяной подушки

Тип нефти	Обводнённость на входе, %	T, °C	Объёмный расход, м³/с	Высота водяной подушки, м	Обводнённость на выходе, %
Нефть 1	20	25	0,1157	0.6	9,3
				0.7	9,1
				0.8	7,2
Нефть 2				0.6	10
				0.7	9,8
				0.8	9,6